

**RELATÓRIO ANUAL  
PARA A  
COMISSÃO EUROPEIA**

Agosto 2012

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>NOTA DE ABERTURA .....</b>	<b>1</b>
	<b>SIGLAS .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SECTOR ELÉCTRICO E NO SECTOR DO GÁS NATURAL.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>11</b>
3.1	<i>Unbundling</i> .....	11
3.2	Regulação das redes .....	13
3.2.1	Funcionamento técnico .....	13
3.2.1.1	Balanço.....	13
3.2.1.2	Ligações .....	15
3.2.1.3	Qualidade de serviço .....	16
3.2.1.4	Medidas de salvaguarda.....	17
3.2.2	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação .....	17
3.2.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações .....	23
3.2.4	Observância das disposições legais .....	28
3.2.5	Reclamações e pedidos de informação .....	29
3.3	Promoção da Concorrência .....	30
3.3.1	Supervisão de preço nos mercados grossistas e retalhistas.....	30
3.3.1.1	Mercado grossista .....	30
3.3.1.2	Mercado retalhista .....	34
3.3.2	Monitorização do nível de transparência e do grau e eficácia dos mercados.....	35
3.3.2.1	Mercado grossista .....	35
3.3.2.2	Mercado retalhista .....	45
3.3.3	Recomendações aos preços de fornecimento.....	50
3.3.4	Atuações regulatórias para promoção da concorrência .....	50
3.4	Proteção dos consumidores .....	51
3.5	Segurança de abastecimento .....	52
3.5.1	Monitorização do balanço procura/oferta.....	53
3.5.2	Monitorização dos investimentos em produção.....	57
<b>4</b>	<b>O MERCADO DO GÁS NATURAL.....</b>	<b>59</b>
4.1	<i>Unbundling</i> .....	59
4.2	Regulação das redes .....	60
4.2.1	Funcionamento técnico .....	60
4.2.1.1	Balanço.....	60
4.2.1.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>Linepack</i> e serviços auxiliares .....	61
4.2.1.3	Acesso a terceiros ao armazenamento .....	62
4.2.1.4	Ligações .....	62
4.2.1.5	Qualidade de serviço .....	62
4.2.1.6	Medidas de salvaguarda.....	64
4.2.2	Tarifas de acesso às infraestruturas e custos de ligação .....	64

4.2.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível das interligações .....	68
4.2.4	Observância / conformidade .....	71
4.2.5	Reclamações e pedidos de informação .....	72
4.3	Promoção da Concorrência .....	72
4.3.1	Supervisão de preço nos mercados grossistas e retalhistas.....	72
4.3.1.1	Mercado Grossista.....	72
4.3.1.2	Mercado Retalhista.....	73
4.3.2	Monitorização do funcionamento dos mercados.....	74
4.3.2.1	Mercado grossista .....	74
4.3.2.2	Mercado retalhista .....	76
4.3.3	Recomendações aos preços de fornecimento.....	82
4.4	Proteção dos consumidores .....	83
4.5	Segurança de abastecimento .....	83
4.5.1	Monitorização do balanço procura/oferta.....	83
4.5.2	Evoluções prevista da procura e da oferta.....	84
4.5.3	Medidas para garantia de abastecimento .....	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, em 2011 .....	13
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema em 2011 .....	14
Figura 3-3 – Evolução dos desvios em 2011 .....	15
Figura 3-4 – Decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	20
Figura 3-5 – Estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão .....	20
Figura 3-6 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha .....	26
Figura 3-7 – Evolução do preço médio anual em mercado spot e separação de mercados.....	30
Figura 3-8 – Volatilidade de preço <i>spot</i> .....	31
Figura 3-9 – Preço em mercado spot e tempo de separação de mercado.....	32
Figura 3-10 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual entrega em Portugal e em Espanha .....	33
Figura 3-11 - Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal Entrega em Portugal .....	34
Figura 3-12 – Comunicação de factos relevantes.....	36
Figura 3-13 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por agente e capacidade instalada .....	37
Figura 3-14 - Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias .....	38
Figura 3-15 - Concentração na produção em termos de capacidade instalada .....	39
Figura 3-16 - Quotas de energia produzida por agente .....	40
Figura 3-17 - Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias .....	41
Figura 3-18 - Concentração na produção em termos de produção de energia elétrica .....	42
Figura 3-19 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados.....	43
Figura 3-20 – Procura em mercado spot e consumo global mensal .....	44
Figura 3-21 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL .....	45
Figura 3-22 - Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado .....	47
Figura 3-23 - Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental (nº de clientes).....	48
Figura 3-24 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes.....	49
Figura 3-25 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora.....	50
Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	65
Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	66
Figura 4-3 – Repartição do aprovisionamento por infra-estrutura .....	75
Figura 4-4 – Abertura efetiva do mercado de gás natural Total do consumo em energia, excluindo centros electroprodutores.....	78
Figura 4-5 - Abertura efetiva do mercado de gás natural Clientes com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> (Energia).....	78
Figura 4-6 – Número de clientes com mudança de comercializador no âmbito da plataforma gerida pela REN Gasodutos.....	80

Figura 4-7 – Repartição do número de clientes e do consumo em mercado liberalizado por segmento de cliente, em final de 2011.....	80
Figura 4-8 – Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em mercado em dezembro de 2010 e em dezembro 2011 .....	81
Figura 4-9 - Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em mercado em dezembro de 2010 e em dezembro 2011 .....	81
Figura 4-10 - Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado em 2011 e por rede de distribuição e de transporte .....	82
Figura 4-11 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio anual e pontas de consumo, entre 2000 e 2010.....	84
Figura 4-12 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio anual e pontas de consumo, entre 2011 e 2015.....	85

#### ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2011.....	17
Quadro 3-2 – Tarifas de acesso às redes.....	19
Quadro 3-3 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2011 .....	25
Quadro 3-4 – Margem de capacidade.....	53
Quadro 3-5 – Repartição da produção.....	55
Quadro 3-6 – Abastecimento do consumo.....	55
Quadro 3-7 – Potência máxima anual.....	56
Quadro 3-8 – Parque electroprodutor .....	56
Quadro 3-9 – Evolução prevista para a PRE .....	57
Quadro 4-1 – Variação das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2011-2012.....	65

## 1 NOTA DE ABERTURA

Os sectores da eletricidade e do gás natural foram marcados, em 2011, por uma dinâmica que tem vindo a impor alterações estruturais no sentido da consolidação da liberalização destes sectores.

Como principais marcos assinalam-se, a transposição para o direito interno português das diretivas europeias da eletricidade e do gás natural e a decisão do Governo português de extinguir as tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade e de gás natural, que constituem, na vertente nacional, desafios à organização e ao funcionamento do sector energético e, na vertente europeia, contributos significativos para a consolidação do mercado interno de energia.

A cooperação internacional foi outro dos marcos do ano em análise, designadamente a nível ibérico, em que o aprofundamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) e a criação do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGÁS), foram alvo de ações desenvolvidas, no primeiro caso, pelo Conselho de Reguladores do MIBEL e, no segundo caso, pelas entidades reguladoras dos dois países ibéricos e pela Iniciativa GRI Sul, visando a existência de melhores condições quer para os agentes quer para os consumidores.

Como perspetiva global para 2011, e tendo em atenção as diferentes maturidades dos mercados da eletricidade e do gás, refere-se que em Portugal se deram passos significativos para a sua liberalização, tendo a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, no quadro das suas atribuições, acompanhado essa evolução através de reforço da sua intervenção em matéria supervisão e monitorização de mercados e preços, bem como de proteção dos consumidores.





## SIGLAS

- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia.
- ACER - *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*
- AP – Alta Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar).
- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- BP – Baixa Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar).
- BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
- BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimento ou entregas em BT em que a potência contratada é (i) Portugal continental - superior a 41,4 kW, (ii) Região Autónoma dos Açores - igual ou superior a 20,7 kW e seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos, (iii) Região Autónoma da Madeira - superior a 62,1 kW).
- BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimento ou entregas em BT em que a potência contratada é (i) Portugal continental - inferior ou igual a 41,4 kVA, (ii) Região Autónoma dos Açores - inferior ou igual a 215 kVA e não seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos, (iii) Região Autónoma da Madeira - inferior ou igual a 62,1 kVA).
- CAE – Contrato de Aquisição de Energia.
- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine* – Turbinas a Gás de Ciclo Combinado.
- CEER – *Council of European Energy Regulations*.
- CNE – *Comisión Nacional de Energía*.
- CRE – *Commission de Régulation de l'Énergie*.
- CUR – Comercializador de Último Recurso.
- DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia.
- ERGEG – *European Regulators Group of Electricity and Gas*.
- ERI - *Electricity Regional Initiative*
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- GNL – Gás Natural Liquefeito.
- GRI – *Gas Regional Initiative*
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade.

- MP – Média Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar).
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- OMEL – *Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, SA.*
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português.
- ORD – Operador da Rede de Distribuição.
- ORT – Operador da Rede de Transporte.
- OTC – *Over The Count*
- PDIR – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT.
- PRE – Produção em Regime Especial.
- RNT – Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.
- RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL.
- SEN – Sistema Eléctrico Nacional.
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural.
- TSO – *Transmission System Operator.*
- UGS – Uso Global do Sistema.
- URD – Uso da Rede de Distribuição.
- URDAT – Uso da Rede de Distribuição em AT.
- URDBT – Uso da Rede de Distribuição em BT.
- URDMT – Uso da Rede de Distribuição em MT.
- URT – Uso da Rede de Transporte.

## 2 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SECTOR ELÉCTRICO E NO SECTOR DO GÁS NATURAL

O ano de 2011 foi marcado por dois acontecimentos com impacto significativo no desenvolvimento dos sectores elétrico e do gás natural, por um lado a celebração do Programa de Assistência Financeira entre o Estado Português a União Europeia, o Fundo Monetário Internacional e o Banco Central Europeu e, por outro, a transposição, para o direito interno português, das diretivas da eletricidade e do gás natural que integram o “Terceiro Pacote Energético”, da União Europeia. Ao mesmo nível, importa sublinhar, as ações desenvolvidas no âmbito da cooperação internacional.

Relativamente ao Programa de ajuda financeira celebrado entre o Estado Português a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional, a sua inclusão como acontecimento relevante para os sectores da eletricidade e do gás natural decorre, de entre outros, da inclusão como objectivo do Programa, em matéria de mercados energéticos, a extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade e gás natural, a implementar até 1 de janeiro de 2013.

Estão em causa, para o sector elétrico, as tarifas de venda a clientes finais em baixa tensão para potências contratadas inferiores ou iguais a 41,4 kVA e, para o sector do gás natural, as tarifas de venda a clientes finais para consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup>.

Visando a sua concretização, a Resolução do Conselho de Ministros n.º34/2011 de 1 de agosto, definiu, o seguinte calendário de extinção:

- A partir de 1 de julho de 2012: (i) no caso da eletricidade, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA e (ii) no caso do gás natural, para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup>;
- A partir de 1 de janeiro de 2013, tanto no caso da eletricidade como do gás natural, para os restantes clientes.

Entretanto, para os clientes que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado, são definidos períodos transitórios em que os Comercializadores de Último Recurso, devem continuar a fornecer eletricidade e gás natural:

- Até 31 de dezembro de 2014: (i) no caso da eletricidade para os clientes finais com potência contratada compreendida entre 10,35 kVA, inclusive, e 41,4 kVA, e (ii) no caso do gás natural, para os clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> e superior a 500 m<sup>3</sup>.
- Até 31 de dezembro de 2015: (i) no caso da eletricidade para os clientes finais com potência contratada inferior a 10,35 kVA, e (ii) no caso do gás natural, para os clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 500 m<sup>3</sup>.

Durante estes períodos, vigoram tarifas de venda transitórias, publicadas pela ERSE, que incorporam um fator de incentivo à saída dos clientes para o mercado.

Outro acontecimento com impacto nos sectores elétrico e de gás natural respeita à transposição, para o direito interno português, das Diretivas 2009/73/CE, (gás natural) e 2009/72/CE (eletricidade), ambas de 13 de julho, concretizada através do Decreto-Lei n.º 77/2011, e do Decreto-Lei n.º 78/2011, ambos de 20 de junho, que introduziram novas regras no quadro organizativo dos sectores do gás natural e da eletricidade.

Em grandes linhas e de uma forma sucinta, são consagrados, para os dois sectores, de entre outros:

(i) a adoção de medidas no sentido do reforço da disciplina de separação de atividades de produção e comercialização e a operação das redes de transporte, como meio para atingir o estabelecimento de um mercado energético interno na União Europeia. Neste âmbito, introduz-se o procedimento de certificação do operador da rede de transporte, pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

(ii) a atribuição de novos poderes à entidade reguladora, reforçando a independência no exercício das suas funções regulatória, de fiscalização e de certificação de entidades;

(iii) o aprofundamento das regras para garantir a proteção dos consumidores e o acesso não discriminatório de terceiros às redes;

(iv) o aprofundamento dos princípios de proteção dos consumidores já estabelecidos, designadamente no âmbito do serviço público do fornecimento de gás natural e de eletricidade, bem como de proteção do cliente vulnerável.

Em termos sectoriais referem-se, de entre outros:

(v) no caso do gás natural, o acesso de terceiros às redes, mantém a matriz do acesso regulado às infra-estruturas do SNGN, abrindo-se, no entanto, a possibilidade de novas concessões para o armazenamento subterrâneo, não destinado à constituição e manutenção de reservas de segurança, beneficiarem de um regime de acesso negociado. Este acesso é baseado em tarifas livremente negociadas com os respetivos utilizadores e deve desenvolver-se exclusivamente por conta e risco do respetivo operador.

(vi) No caso da eletricidade, reforçam-se as regras de planeamento das redes de transporte e de distribuição, em consonância com os objetivos comunitários de coordenação das redes à escala europeia, garantindo -se, deste modo, a segurança dos abastecimentos na União Europeia.

Relativamente a matérias específicas no âmbito da transposição, salienta-se, no contexto do *unbundling*, o início da recolha, pela ERSE, de informação referente aos processos de certificação da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. como operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), e da REN Gasodutos,

S.A. como operador da RNTGN. O desenvolvimento destes processos ocorreu de forma coordenada entre a ERSE e os serviços da DG ENER.

No que respeita à diferenciação de imagem e o Programa de Conformidade, foram também temas que, já em 2011, foram alvo de implementação de acções visando aprofundar o que já havia sido desenvolvido pela ERSE em alinhamento com a legislação europeia.

No quadro da legislação que consagrou a transposição das diretivas, refere-se, ainda, o envio à ERSE para parecer, (i) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade (PDIRT) para o período 2012-2017, elaborado pelo operador da RNT e (ii) do Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Electricidade (PDIRD) 2012-2016, elaborado pelo operador da rede de distribuição em AT e MT.

Para o sector do gás natural foi apresentado à ERSE, o Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT referente ao período compreendido entre o 2.º semestre de 2011 e o 1.º semestre de 2014, que envolve as principais opções de desenvolvimento e investimento na rede de transporte e infraestruturas de armazenamento subterrâneo e terminal de GNL no período indicado.

Na vertente da cooperação internacional, sublinha-se as principais linhas que caracterizaram a intervenção da ERSE, no contexto Ibérico e europeu.

Uma primeira referência para a electricidade, prende-se com a colaboração ativa com os reguladores francês (CRE) e espanhol (CNE) nos trabalhos inerentes à região do Sudoeste da Europa (SWE REM), e com a CNE e reguladores financeiros de Portugal (CMVM) e de Espanha (CNMV), através do Conselho de Reguladores do MIBEL, na continuação do desenvolvimento e integração europeia do Mercado Ibérico de Electricidade.

No âmbito do Conselho de Reguladores do MIBEL, assinalam-se dois acontecimentos que ocorreram em 2011: (i) a assinatura, em maio, do Memorando de Entendimento para reforçar a cooperação e a troca de informação entre as entidades que têm a seu cargo a regulação e a supervisão do MIBEL; e (ii) a realização de uma consulta pública, em novembro, sobre “Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na operação dos respetivos Sistemas Eléctricos”, visando promover a reflexão e o debate a todos os interessados.

Ainda no âmbito do Conselho de Reguladores do MIBEL, foi tornado público, em comunicado emitido em novembro, o seu compromisso de, em estreita cooperação com o Operador do Mercado Ibérico – OMI – e com os operadores de sistema de Portugal e de Espanha – REN e REE –concretizar as acções necessárias para permitir o acoplamento do MIBEL com os mercados da região Noroeste da Europa, antes do final de 2012.

No caso do gás natural, assinalam-se, em 2011, os esforços desenvolvidos conjuntamente pela ERSE e pela CNE para a criação e consolidação do MIBGÁS, sublinhando-se, desde logo, a cooperação para o estabelecimento de um Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha, na sequência do qual, a cooperação entre operadores, no âmbito da gestão técnica dos sistemas, passou a ser mais efetiva tendo sido estabelecidos objetivos mais ambiciosos no âmbito da atribuição de capacidade nas interligações.

Ainda neste âmbito, os dois reguladores ibéricos, desenvolveram esforços no sentido de eliminar progressivamente o *pancaking* tarifário e o reconhecimento mútuo dos agentes de mercado. Com este objetivo, a ERSE e a CNE elaboraram, em 2011, um estudo comparativo das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos trânsitos entre Portugal e Espanha, que foi submetido a consulta pública lançada em janeiro de 2012 e cujos resultados constituirão um input significativo para a elaboração uma proposta de regras de fixação de tarifas de acesso às redes, a adotar, nos dois países ibéricos.

Em matérias mais específicas abordadas no presente relatório, como a regulação de redes, a promoção da concorrência e a proteção dos consumidores, refere-se, de forma sucinta, os principais aspetos que caracterizaram a sua evolução em 2011.

No âmbito da regulação das redes assinala-se, no caso do sector elétrico, a redefinição dos modelos de regulação com o objetivo de preparar o novo período regulatório 2012-2014. As principais alterações visam promover o reforço do investimento, a qualidade de serviço, o apoio à inovação em redes e, em consequência, uma maior exigência em termos de eficiência económica nos custos operacionais.

No que respeita à promoção da concorrência, refere-se que as regras de transparência do mercado grossista de eletricidade em Portugal, já beneficiam de um enquadramento regulamentar que impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a existência de obrigações de reporte de factos relevantes ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, tem já cerca de 5 anos de experiência e é assimilável à prerrogativa expressa no *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency* (REMIT) a respeito da obrigação de reporte de informação privilegiada.

Visando a promoção da concorrência, a ERSE aprovou, em 2011, a existência de um mecanismo de colocação a prazo de energia proveniente da produção em regime especial (PRE), orientado para proporcionar aos comercializadores o acesso a formas de aprovisionamento e/ou de cobertura de risco de preço adequado às suas necessidades. Esta medida regulatória foi concretizada com a realização do primeiro leilão de energia de PRE em dezembro de 2011.

Relativamente ao sector do gás natural, e de um modo geral, a monitorização do funcionamento do mercado grossista é marcada pelo facto de se reconhecer que a ampla utilização de contratos *take-or-pay* neste sector, dificulta a transparência e simetria de informação do mercado. Este é também o caso do sector do gás natural em Portugal, onde, apesar da existência de mecanismos regulados de contratação grossista, a informação sobre o funcionamento do mercado é ainda reduzida.

De resto, a inexistência de um *hub* específico para negociação no contexto ibérico, que permita explicitar uma referência de preço e o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo, constitui uma dificuldade acrescida na tarefa de dotar o mercado de gás natural de mais informação e transparência.

Finalmente, uma referência para a proteção dos consumidores, que não podia deixar de ser alvo de atenção especial. Nesta matéria, importa salientar que foram definidos mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis para além dos descontos aplicáveis às tarifas pagas por estes clientes, designadamente a consagração de uma tarifa social em 2011 para o gás natural, semelhante à introduzida para a eletricidade, em 2010, bem como o apoio social extraordinário ao consumidor de energia, instituído pelo Governo em setembro de 2011.





### **3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **3.1 UNBUNDLING**

##### **CERTIFICAÇÃO DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE**

Em 2011, a ERSE começou a coligir informação referente ao processo de certificação da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. como operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 10.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, do artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, do artigo 25.º-B do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e do artigo 27.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) do sector elétrico.

Da informação recolhida a ERSE apurou que o Estado português detinha o controlo da sociedade REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., uma vez que esta era detida em 100% pela sociedade REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A, que, por sua vez, era detida em 51% pelo Estado português, que detinha a capacidade de nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A..

Entretanto, o Estado português decidiu reprivatizar parte do capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., deixando, deste modo, de controlar a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A..

Nesse sentido, a 8/2/2012 foi publicada no Diário da República a Resolução do Conselho de Ministros n.º 13/2012 em que as empresas Oman Oil Company S. A. O. C. e State Grid International Development Limited são selecionadas para procederem à aquisição de, respetivamente, 15% e 25% do capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, estando previsto que a conclusão do processo de venda ocorra até 30 de junho de 2012.

Com base nesta informação e de forma coordenada com os serviços da DG ENER, a ERSE deu continuidade ao processo de certificação da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A..

##### **DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM**

De acordo com o disposto no n.º 3 do artigo 26.º da Diretiva 2009/72/CE, as entidades reguladoras ou outros organismos competentes devem passar a integrar nas suas atribuições a fiscalização da separação das atividades de redes e das atividades de comercialização de eletricidade no âmbito das empresas verticalmente integradas, incluindo a diferenciação nas comunicações e imagens de marca utilizadas.

Para efeitos de transposição desta diretiva para o ordenamento jurídico nacional, foi publicado o Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, o qual estabelece o dever de diferenciação de imagem e de comunicação por parte do operador da rede de distribuição e do comercializador de último recurso, entre si e em relação às restantes entidades que atuam no SEN, reiterando o regime que já decorria da legislação nacional anterior. No entanto, as empresas que servem um número de clientes inferior a 100 000 mantêm-se isentas das obrigações de separação jurídica e da correspondente imagem.

Como novidade, nesta matéria, salienta-se o facto da própria lei remeter para o RRC os termos em que se deve processar a separação de imagens entre as empresas que pertençam ao mesmo grupo empresarial.

Foi aprovado pelo regulador, tendo sido publicado no Diário da República de 19 de agosto de 2011, o novo RRC do sector elétrico, o qual determina que o operador da rede de distribuição e o comercializador de último recurso submetam à aprovação do regulador as respetivas propostas de diferenciação de imagem. No caso do operador da rede de distribuição, prevê-se que a proposta deva identificar as ações e os meios através dos quais será exercida a atividade de distribuição de eletricidade, de modo imparcial e isento, relativamente a todas as demais entidades que atuam no SEN.

Para o comercializador de último recurso, exige-se que a proposta deve identificar as ações e os meios através dos quais o comercializador de último recurso deve exercer a sua atividade de modo a evitar a criação de qualquer tipo de confusão de identidade com o comercializador em regime de mercado e com o operador da rede de distribuição, pertencentes ao mesmo grupo empresarial.

As propostas de diferenciação de imagem do operador da rede de distribuição e do comercializador de último recurso foram apresentadas ao regulador ainda no final de 2011, na sequência de alterações verificadas neste ano ao nível da própria marca da empresa verticalmente integrada, a qual distingue as várias empresas do grupo através de diferentes logótipos e imagens.

#### **PROGRAMA DE CONFORMIDADE**

O dever do operador da rede de distribuição de elaborar um programa de conformidade, estabelecido no n.º 2 (alínea d)) do artigo 26.º da Diretiva 2009/72/CE, foi transposto para o ordenamento jurídico português através do Decreto-Lei n.º 78/2011. Este diploma determina que o programa de conformidade seja submetido à aprovação do regulador, nos termos previstos no RRC. O programa de conformidade exigido ao operador da rede de distribuição, que pertença a uma empresa verticalmente integrada e sirva um número de clientes igual ou superior a 100 000, deve incluir medidas para a verificação do seu cumprimento e um código ético de conduta, visando a exclusão de comportamentos discriminatórios. Neste sentido, o operador da rede de distribuição apresentou ao regulador em 2011, uma proposta de programa de conformidade, o qual integra o código de conduta do operador da rede de distribuição, já então vigente, cumprindo o disposto no RRC aprovado em 2011.

## 3.2 REGULAÇÃO DAS REDES

### 3.2.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

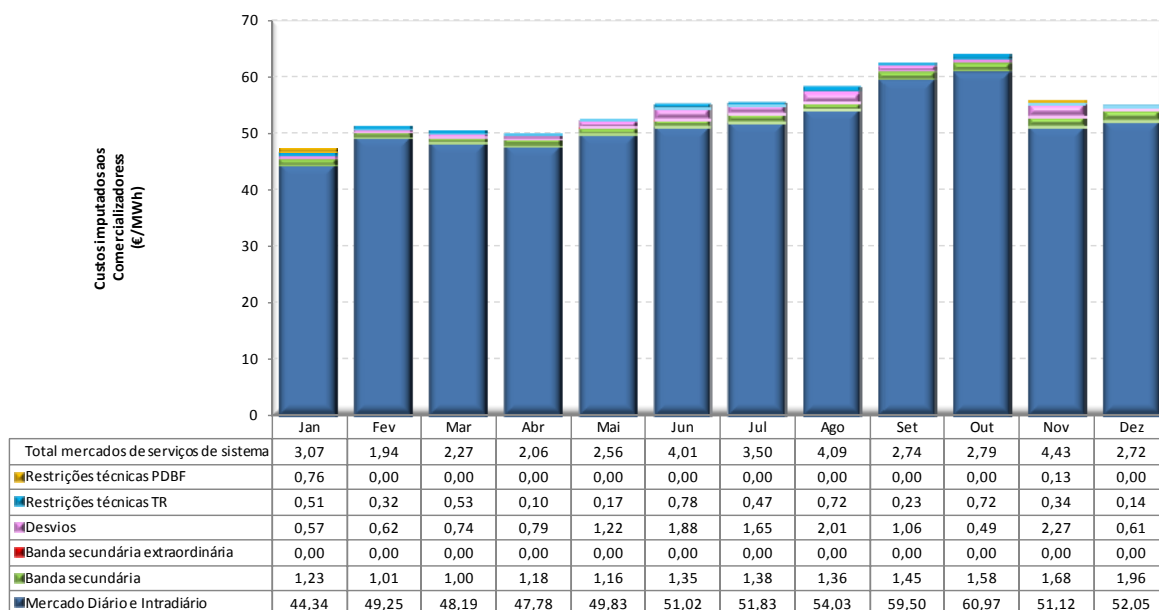
#### 3.2.1.1 BALANÇO

Em 2011, tal como no ano anterior, a mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade e de resolução de restrições técnicas efetuou-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema.

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária contratada comportam custos, pagos por todo o consumo. Adicionalmente, os custos da mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação, utilizadas para anular os desvios dos agentes em tempo real, são pagos por todos os agentes de mercado que se desviarem nesse período horário.

A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário, intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados à procura em 2011. Deste modo, apresentam-se, para além da parcela relativa ao mercado diário, uma outra que respeita ao mercado de serviços de sistema, apresentando os seus principais componentes.

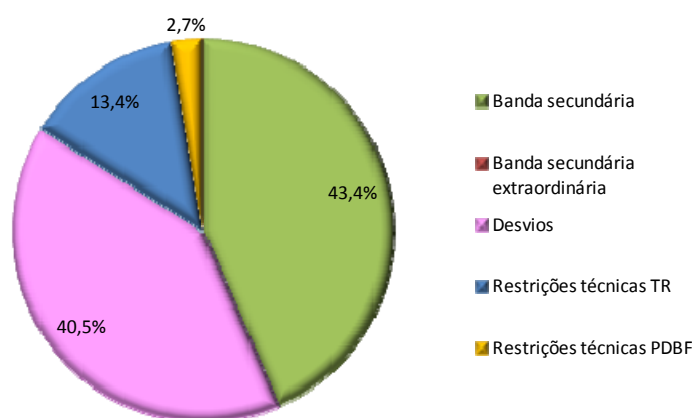
**Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, em 2011**



Ao longo de 2011, o mercado de serviços de sistema representou um custo médio ponderado de cerca de 3,00 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado no mercado diário e intradiário da ordem dos 51,60 €/MWh.

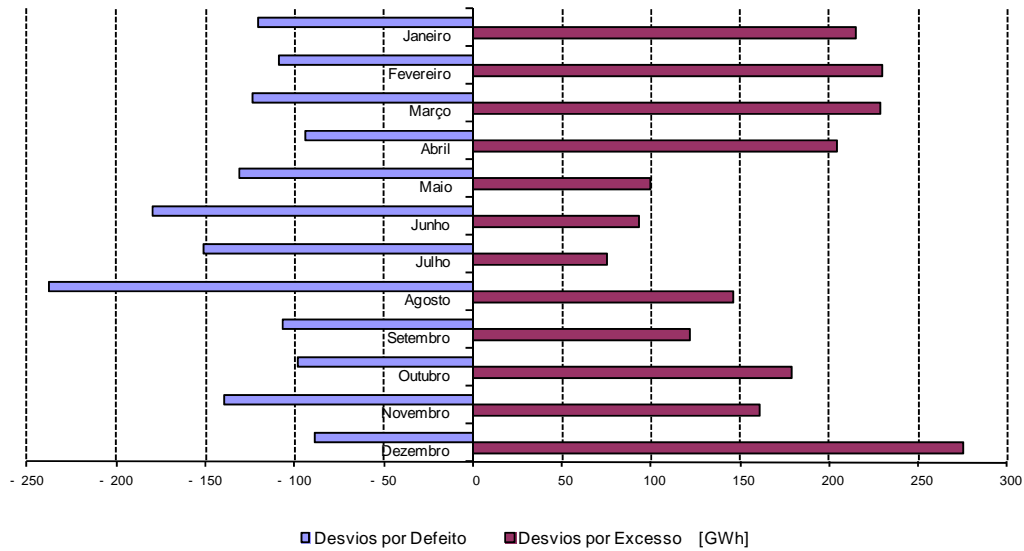
A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, constatando-se que as componentes mais importantes dizem respeito a desvios e contratação de banda secundária.

**Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema em 2011**



A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio por participação no mercado de serviços de sistema. Na Figura 3-3 apresenta-se a evolução das energias de desvio ao longo de 2011, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios em 2011



### 3.2.1.2 LIGAÇÕES

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) (para Portugal Continental) estabelece indicadores gerais e respetivos padrões para a atividade de orçamentação e construção das ligações às redes em baixa tensão, tarefas desempenhadas pelos operadores das redes. Os indicadores aplicam-se a situações simples, ou seja, quando existe rede com capacidade disponível na proximidade da instalação a ligar.

Os indicadores e padrões estabelecidos são os seguintes:

- Orçamentos executados até 20 dias úteis – padrão 95%
- Ligações executadas até 20 dias úteis – padrão 95%

Em complemento ao estabelecido no RQS, o RRC obriga os operadores de redes a enviar semestralmente à ERSE informação sobre o número de ligações efetuadas, participação dos requisitantes discriminada por tipo de elementos, extensão total dos elementos construídos, prazos médios de orçamentação e prazos médios de execução.

O RQS prevê um indicador geral e respetivo padrão para a reparação de avarias na alimentação individual do cliente. Trata-se de uma obrigação imposta sobre os operadores de redes. Assim, após comunicação do cliente, o operador de rede deve chegar à instalação do cliente, com vista à reparação, num prazo máximo que varia entre 3 a 5 horas.

No que respeita a interrupções acidentais, o RQS estabelece um indicador geral e respetivo padrão que garante que em, pelo menos, 85% das situações, o cliente vê o fornecimento resposto em 4 horas.

### 3.2.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO

Para Portugal continental, tanto o Regulamento Tarifário (RT) como o RQS apresentam disposições relativas à regulação da continuidade de serviço.

#### **INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

O RT prevê um incentivo à melhoria da continuidade de serviço com efeitos nos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT de Portugal Continental. O valor do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função estabelecida regulamentarmente.

Em 2010, o valor de energia não distribuída foi superior ao valor de referência fixado para o período de regulação, tendo na atividade de distribuição em MT, em 2012, representado uma penalidade de cerca de 908 mil euros.

Considerando a informação disponível até à data, em 2011 o valor da energia não distribuída na rede de distribuição em MT e AT em 2013, representará um prémio de cerca de 726,5 mil euros.

#### **CONTINUIDADE DE SERVIÇO EM 2011**

Apresenta-se a caracterização das redes de transporte e de distribuição em termos de continuidade de serviço com base em três indicadores para cada sistema (transporte e distribuição):

- TIE – Tempo de Interrupção Equivalente: indicador de aplicação à rede de transporte. Traduz o tempo de interrupção do sistema com base no valor médio da potência anual expectável (Pme).
- TIEPI – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada: indicador de aplicação à rede de distribuição em MT. Fornece indicação acerca da duração da interrupção da potência instalada nos postos de transformação.
- SAIDI – Duração média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição.
- SAIFI – Frequência média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição.

Os pontos de entrega (PdE) são os pontos da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação de clientes ou a outra rede. Os indicadores da rede de transporte são determinados considerando todas as interrupções nos pontos de entrega e os indicadores da rede de distribuição consideram as interrupções com duração superior a 3 minutos.

O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço, registados em Portugal continental, em 2011.

**Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2011**

Nível Tensão	Indicador	Interrupções	
		Programadas	Acidentais
Transporte	TIE (min)	-	1,158
	SAIFI	-	0,105
	SAIDI (min)	-	0,682
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,073	150,603
	SAIFI (int/PdE)	0,004	4,151
	SAIDI (min/PdE)	0,248	252,762
Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	0,010	4,324
	SAIDI (min/cliente)	1,569	276,039

Nota: Valores provisórios

Fonte: REN, EDP Distribuição

Em 2011 verificaram-se 16 254 incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço. O valor total de compensações aos clientes foi de cerca de 78,7 mil euros.

#### 3.2.1.4 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Durante o ano de 2011 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda conforme estabelecido no artigo 42.º da Diretiva 2009/72/CE.

#### 3.2.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E CUSTOS DE LIGAÇÃO

##### **PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA**

A ERSE tem a responsabilidade de elaborar e publicar o RT onde é estabelecida a metodologia de cálculo das tarifas e preços, bem como as formas de regulação dos proveitos permitidos. A aprovação do Regulamento Tarifário é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário. O processo de fixação das tarifas por parte da ERSE, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente.

Com o objetivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas de acesso às redes, caracteriza-se sucintamente o atual sistema tarifário português.

As tarifas de Acesso às Redes são aplicadas a todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas. Estas tarifas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação

dos seus clientes. Adicionalmente podem ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram a energia diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação.

Os proveitos das atividades reguladas são recuperados através de tarifas específicas, cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de faturação.

Para cada uma das atividades reguladas são aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em MAT e AT e Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT.

Os preços das tarifas em cada atividade são determinados garantindo que a sua estrutura é aderente à estrutura dos custos marginais e que os proveitos permitidos em cada atividade são recuperados.

A aplicação das tarifas e a sua faturação assentam no princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

O acesso às redes pago por todos os consumidores de energia elétrica inclui as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade.

Na medida em que as tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, esta realidade permite evitar subsidiações cruzadas entre clientes e garantir uma afetação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por atividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MT, e em que termos de faturação é que esse valor é considerado. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

Em 2011, o Regulamento Tarifário do sector elétrico foi revisto, com efeitos nas tarifas de 2012, destacando-se as seguintes alterações:

- Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia elétrica em regime ordinário e em regime especial, deixando assim esta tarifa de ser integralmente paga pelos consumidores, com o objetivo de harmonização, no âmbito do MIBEL.
- Criação de quadro regulamentar para a introdução de inovação nas tarifas de Acesso às Redes permitindo a adoção de tarifas dinâmicas do tipo Critical Peak Pricing por opção dos clientes, em



alternativa às atuais tarifas Time of Use, permitindo que a procura, acompanhe as variações da oferta de redes e geração.

### PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2011

A variação dos preços médios das tarifas de Acesso às Redes, em Portugal continental, é apresentada no quadro seguinte:

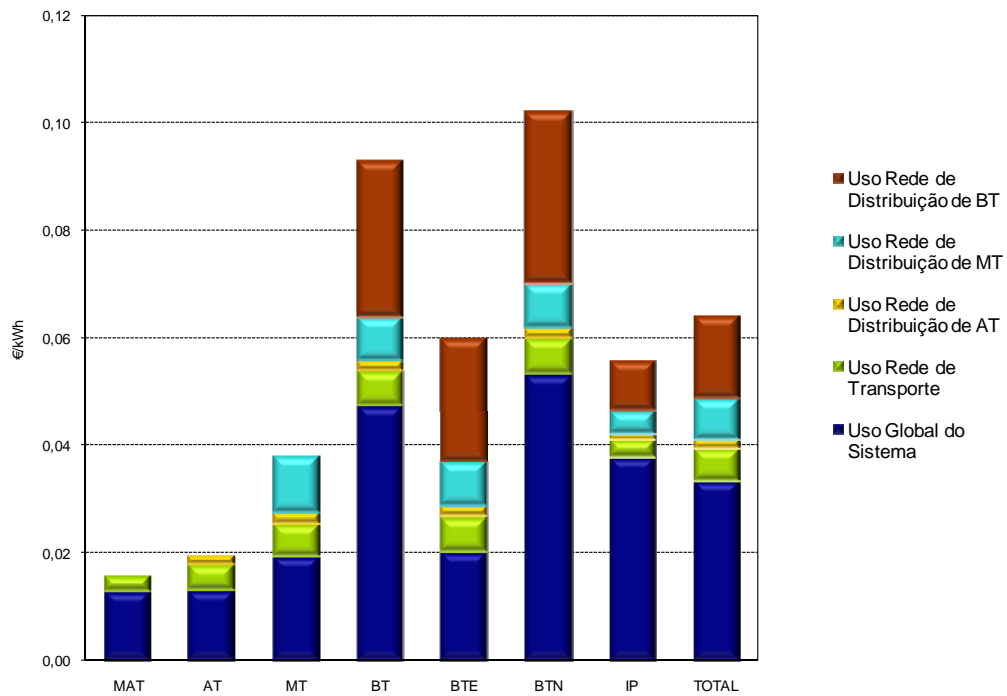
**Quadro 3-2 – Tarifas de acesso às redes**

	Tarifas 2010* €/kWh	Tarifas 2011 €/kWh
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	<b>0,0572</b>	<b>0,0643</b>
Acesso às Redes em MAT	0,0073	0,0160
Acesso às Redes em AT	0,0100	0,0197
Acesso às Redes em MT	0,0254	0,0381
Acesso às Redes em BTE	0,0505	0,0601
Acesso às Redes em BTN	0,0970	0,0989

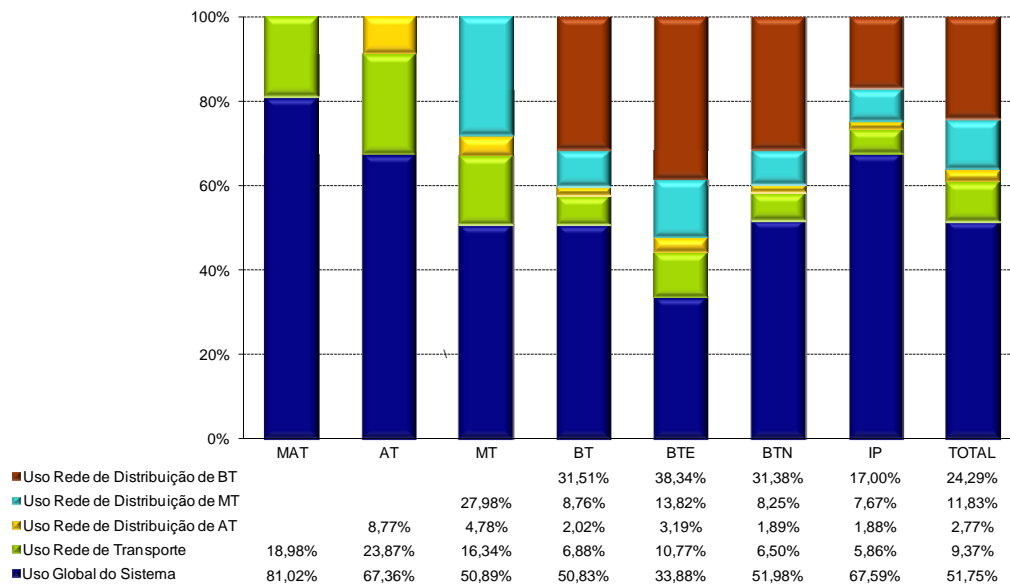
\* Aplicação das tarifas de 2010 à procura prevista para 2011

Nas figuras seguintes apresenta-se ainda, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011 e a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

**Figura 3-4 – Decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes**



**Figura 3-5 – Estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão**



## FORMAS DE REGULAÇÃO NO APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2011 foi o último ano de aplicação das metodologias definidas no período de regulação 2009-2011, no qual a ERSE procurou alargar a regulação por incentivos a algumas atividades tradicionalmente reguladas por custos aceites. Resumidamente, por operador, os modelos regulatórios subjacentes a este período regulatório consistem em:

- Operador da rede de transporte - Modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo revenue cap aos custos de exploração; (ii) incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, cujo maior risco é compensado por uma taxa de remuneração diferenciada; (iii) incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT; (iv) incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil; (v) incentivo à promoção do desempenho ambiental.
- Operador da rede de distribuição - Regulação por incentivos: (i) incentivo à gestão eficiente dos custos operacionais através de uma metodologia do tipo price cap; (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço; (iii) incentivo à redução de perdas; (iv) incentivo à promoção do desempenho ambiental.
- Comercializador de último recurso - Regulação do tipo price-cap acrescida de uma remuneração que visa compensar as necessidades de capital circulante decorrentes do diferencial entre o prazo médio de pagamento e o prazo médio de recebimento.
- Empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira – aprofundamento da aplicação de uma regulação por incentivos económicos: (i) regulação das atividades de Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por price cap; (ii) definição de custos de referência do fuelóleo consumido na produção de energia elétrica<sup>1</sup> e (iii) incentivo à promoção do desempenho ambiental.

De forma a garantir que a consolidação do processo de extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais não impeça o funcionamento do mercado de energia elétrica, desenvolveram-se medidas que socializam por todos os consumidores parte dos custos associados à liberalização e garantem o seu desenvolvimento sustentado.

A definição das metas económicas teve por base estudos de *benchmarking* de âmbito internacional, no caso do transporte de energia elétrica, e de âmbito nacional, no caso da distribuição de energia elétrica, por aplicação de métodos paramétricos, bem como de métodos não paramétricos. Os fatores de

---

<sup>1</sup> A atividade de produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é regulada, não estando liberalizada pelo facto destas regiões beneficiarem de uma derrogação à aplicação da Diretiva 2003/54/CE.

eficiência anuais aplicados aos custos unitários foram de 0,5%<sup>2</sup> para o transporte e 3,5% para a distribuição. No caso da comercialização<sup>3</sup>, o fator de eficiência anual foi de 3%.

No decorrer de 2011 foram finalizados os estudos iniciados em 2009, nomeadamente o estudo relativo à definição dos custos de referência a aplicar aos investimentos da rede de transporte de energia elétrica e o estudo relativo aos preços de referência do fuelóleo nos Regiões Autónomas.

Por último, importa referir que, em 2011, a ERSE reavaliou os modelos de regulação em vigor, com o objetivo de preparar o novo período de regulação 2012-2014. As principais alterações do próximo período são descritas de seguida:

- Atividade de distribuição: o novo modelo prevê a aplicação da metodologia do tipo price cap apenas ao OPEX, analisando separadamente o custo com capital (CAPEX), aceite em base anual e tendo em conta os planos de investimento propostos pela empresa. No novo contexto regulatório importa ainda salientar o desenvolvimento e implementação de redes inteligentes, que conduziu à diferenciação, para efeitos de regulação, dos investimentos em redes consideradas inovadoras. A diferenciação dos investimentos em redes inovadoras tem como princípio o reconhecimento a uma maior remuneração destes ativos, exigindo, em contrapartida, maior eficiência operacional.
- Atividade de Comercialização – foram definidos novos fatores de eficiência e, fruto do recente processo de extinção de tarifas, prevê-se a definição de novos drivers de custos, que possam mensurar fielmente a atividade desenvolvida.
- Atividades reguladas das Regiões Autónomas - introduziu-se a regulação por incentivos nas atividades até aqui reguladas por metodologias de custos aceites, e definiram-se novos drivers de custos que se consideraram mais adequados.

## LIGAÇÕES ÀS REDES

As regras e os encargos de ligação de instalações às redes têm em consideração critérios de racionalidade económica (aderência aos custos de construção da ligação) e a necessidade de assegurar a acessibilidade dos consumidores ao serviço de fornecimento de eletricidade. As regras são aprovadas pela ERSE na sequência de processos de consulta pública em que participam todos os interessados. As regras aplicáveis às ligações às redes foram atualizadas em 2011.

---

<sup>2</sup> 3% se consideramos uma evolução da atividade de 2,5% ao ano e que os custos de exploração são principalmente custos variáveis.

<sup>3</sup> Face à dimensão da atividade de Comercialização a aplicação das metas de eficiência decorreu da análise dos dados históricos da empresa não tendo sido realizado nenhum estudo de benchmarking.

#### **PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE**

A DGEG enviou à ERSE, para parecer, a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) de Eletricidade para o período 2012-2017, elaborada pelo operador da RNT, nos termos do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

A proposta de PDIRT (2012-2017) enviada à ERSE para parecer justifica as principais decisões de investimento com cenários de evolução da procura de eletricidade (consumo e pontas de carga) que, no entendimento da ERSE, estavam claramente desajustados da atual conjuntura económica.

Assim, a ERSE informou a DGEG que a emissão do seu parecer devia ser precedida de uma atualização da proposta do PDIRT 2012-2017 e dos seus objetivos, em que as novas metas de investimento fossem revistas e enquadradas por cenários de evolução da procura mais ajustados à realidade, atendendo designadamente aos compromissos decorrentes do memorando de entendimento assinado pelo governo Português, a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional.

#### **PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE**

A DGEG enviou à ERSE, para parecer, a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição (PDIRD) 2012-2016, elaborado pelo operador da rede de distribuição em AT e MT, nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, procedendo à transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE.

Em termos gerais, a ERSE considerou que a proposta de PDIRD 2012-2016 assenta em princípios e critérios gerais que se consideram adequados ao planeamento das redes de distribuição, realçando o facto desta proposta se destacar face a documentos apresentados anteriormente, correspondendo a uma evolução efetiva no sentido daquilo que se espera de um plano de desenvolvimento e investimento de redes de distribuição.

Tendo em conta a análise realizada em 2011, e beneficiando das consultas ao Conselho Consultivo e ao Conselho Tarifário, já em 2012, a ERSE deu o seu parecer favorável à proposta de PDIRD 2012-2016, chamando a atenção para os comentários e sugestões que deverão ser tidos em devida consideração na elaboração das propostas futuras de PDIRD.

#### **3.2.3 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INTERLIGAÇÕES**

Em 2011 não se registaram alterações a nível do modelo de gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente a nível do modelo de atribuição de capacidade, sendo esta atribuída,

exclusivamente, ao mercado diário e intradiário do MIBEL. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de market splitting.

Relembra-se que o MIBEL entrou oficialmente em funcionamento a 1 de julho de 2007, tendo por base um mercado diário único (OMEL) que sustenta o Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, sendo este último regulamentado pelas regras e princípios definidos nos seguintes diplomas de base legal/regulamentar:

- Regulamento CE n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho.
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.
- Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha.
- Regras Conjuntas de Contratação de Capacidade na Interligação Portugal – Espanha.

Relativamente à gestão a prazo da capacidade de interligação Espanha-Portugal, o Comité de Presidentes confirmou a sua preferência pela utilização de produtos financeiros, do tipo opção, em linha com a proposta do Conselho de Reguladores do MIBEL, “Mecanismo conjunto de gestão a prazo da interligação Espanha-Portugal”, de maio de 2010. Finalmente, o Conselho de Reguladores do MIBEL valorizou positivamente a possibilidade de leiloar os produtos financeiros para a gestão a prazo da interligação numa plataforma harmonizada a nível europeu. Por isso, considerou oportuno analisar a possibilidade de utilizar a plataforma CASC.EU com a qual os operadores de sistema espanhol e português já iniciaram contactos.

#### **RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES**

Em 2011, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, diminuíram significativamente face a 2010, ascendendo a 4,1 milhões de euros, enquanto em 2010 o valor correspondeu a 11,9 milhões de euros.

Esta diminuição das rendas em cerca de 2/3 deveu-se sobretudo a uma redução do número de horas de congestionamento na interligação, num total de quase menos 1100 horas (redução de 60%). Não obstante esta diminuição no número de horas de congestionamento, o diferencial de preços entre a área portuguesa e a área espanhola agravou-se para 0,53 €/MWh, face aos 0,32 €/MWh verificados no ano anterior.

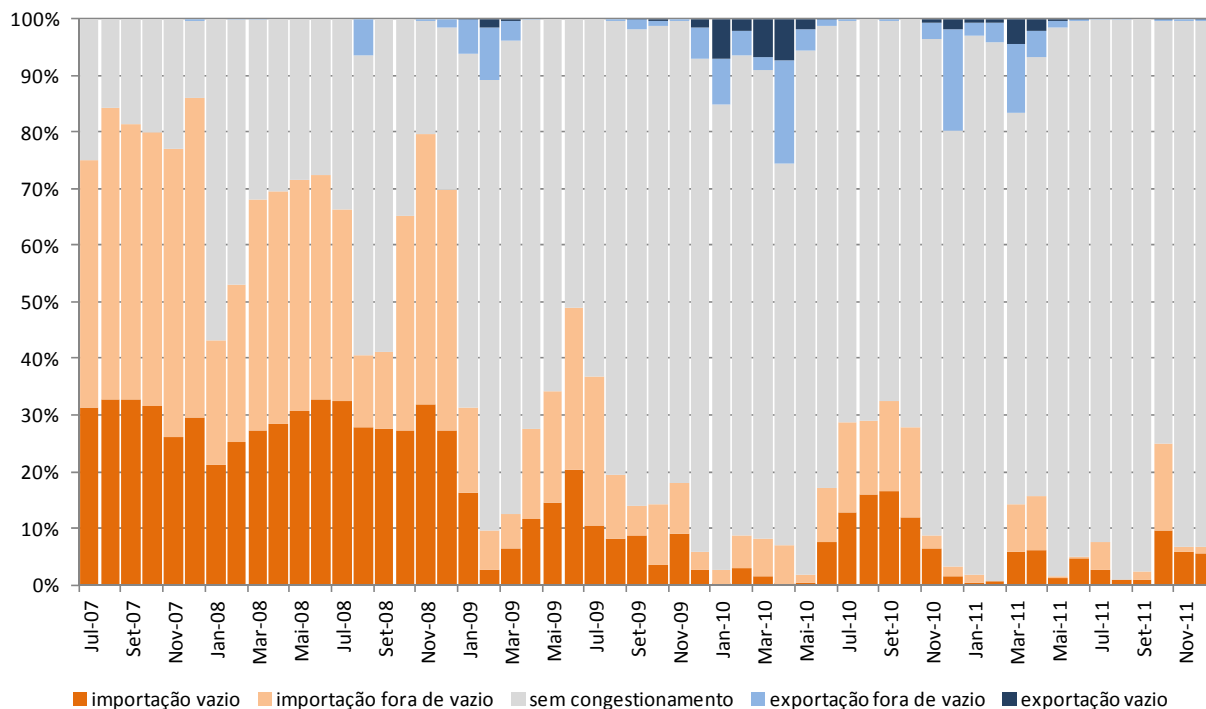
**Quadro 3-3 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2011**

Mês	Congestionamento (horas mensais)		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial médio preços	Import (ES->PT)	Export (PT->ES)	Renda congestionamento
	n.º horas	% horas	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	(mil €)
Janeiro	36	5%	41,26	41,19	0,08	206 908	341 029	388
Fevereiro	29	4%	47,91	48,03	-0,12	274 688	160 917	143
Março	155	21%	47,32	46,70	0,62	297 350	321 235	586
Abril	109	15%	46,85	45,45	1,40	24 576	581 130	525
Maiο	22	3%	49,02	48,90	0,12	267 068	215 004	44
Junho	38	5%	50,64	50,00	0,64	98 969	380 395	192
Julho	58	8%	51,15	50,82	0,34	46 180	471 813	296
Agosto	7	1%	53,60	53,53	0,07	109 925	370 691	45
Setembro	17	2%	58,56	58,47	0,09	69 071	466 431	106
Outubro	180	24%	59,22	57,46	1,76	70 795	419 351	898
Novembro	48	7%	49,10	48,38	0,72	140 668	324 608	419
Dezembro	45	6%	50,66	50,07	0,59	121 013	481 194	441
								4 083

Fonte: ERSE, OMEL

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha.

**Figura 3-6 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha**



Fonte: ERSE, OMEL

A redução de quase 1100 horas de congestionamento na interligação, é explicada por menos 153 horas no sentido de exportação, Portugal-Espanha (um decréscimo face às 570 horas registadas em 2010) e menos 590 horas no sentido de importação, Espanha-Portugal (um decréscimo face às 1265 horas registadas no ano anterior).

## COOPERAÇÃO

A ERSE coopera regularmente com os restantes reguladores europeus no âmbito do CEER e da ACER na prossecução do mercado interno da energia.

Estando Portugal geograficamente localizado na Península ibérica, a ERSE colabora ativamente com os reguladores francês (CRE) e espanhol (CNE) nos trabalhos inerentes à região do Sudoeste da Europa (SWE REM), e em particular com a CNE e reguladores financeiros de Portugal e Espanha, através do Conselho de Reguladores do MIBEL, na continuação do desenvolvimento e integração europeia do Mercado Ibérico de Eletricidade.

### ➤ MEMORANDO DE ENTENDIMENTO PARA REFORÇAR A COOPERAÇÃO E A TROCA DE INFORMAÇÃO

Em maio de 2011, as autoridades portuguesas e espanholas que têm a seu cargo a regulação e a supervisão do MIBEL – Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), Comisión Nacional del



Mercado de Valores (CNMV), Comisión Nacional de Energia (CNE) e ERSE – assinaram um memorando de entendimento para reforçar a cooperação e a troca de informação com vista a uma supervisão mais eficaz do mercado.

Este memorando destina-se a estabelecer um princípio de cooperação mútua e inclui entre outras a troca de informação nas seguintes matérias:

- Negociação, compensação e liquidação efetuadas nos mercados organizados do MIBEL ou fora deles sobre instrumentos da mesma natureza ou com o mesmo ativo subjacente;
- Entidades gestoras de mercados, de sistemas de compensação ou que atuem como contraparte central e de sistemas de liquidação;
- Outras entidades que atuam no MIBEL;
- Propostas de alteração apresentadas pelas entidades gestoras sobre as regras de funcionamento dos mercados, de sistemas de compensação, de funções de contraparte central e de sistemas de liquidação.

As autoridades signatárias deste memorando integram o Conselho de Reguladores do MIBEL cujas competências incluem, entre outras, a coordenação da atuação dos seus membros no que respeita à regulação do mercado, assim como ao exercício das respetivas competências de supervisão e o acompanhamento do desenvolvimento do MIBEL e a emissão de pareceres sobre a sanção a infrações muito graves no âmbito do MIBEL.

- CONSULTA PÚBLICA SOBRE “HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA DA INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL NO MIBEL E NA OPERAÇÃO DOS RESPETIVOS SISTEMAS ELÉTRICOS”

Em novembro de 2011, o Conselho de Reguladores do MIBEL submeteu a consulta pública o documento “Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na operação dos respetivos Sistemas Elétricos”, visando promover a reflexão e o debate a todos os interessados, cujo objeto é a harmonização regulatória, quer a existente quer a necessária, para favorecer a integração da PRE no âmbito do MIBEL.

Este documento aborda diversos aspetos relacionados com a PRE e a sua integração na operação e funcionamento dos sistemas e do mercado, desde os princípios orientadores da segurança de abastecimento, a eficácia na concretização dos compromissos assumidos para com a sustentabilidade ambiental e a eficiência económica imposta por uma conjuntura orçamental de austeridade e a necessidade de melhoria da competitividade.

➤ COMPROMISSO DE ACOPLAMENTO DO MERCADO IBÉRICO COM A REGIÃO NOROESTE DA EUROPA ANTES DO FINAL DE 2012

Em 30 de novembro de 2011, em comunicado, o Conselho de Reguladores do MIBEL afirmou o seu Compromisso de Acoplamento do Mercado Ibérico com a Região Noroeste da Europa antes do final de 2012.

O Conselho de Reguladores do MIBEL, assumiu o compromisso dos reguladores, em estreita cooperação com o Operador do Mercado Ibérico – OMI – e com os operadores de sistema de Portugal e de Espanha – REN e REE – , para concretizar as ações necessárias para que o MIBEL reúna as condições de acoplamento com os mercados da região Noroeste da Europa (North-West Europe, NWE, que integra os mercados de França, Bélgica, Holanda, Alemanha, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Finlândia) antes do final de 2012.

Relativamente à gestão a prazo da capacidade de interligação Espanha-Portugal, o Comité de Presidentes confirmou a sua preferência pela utilização de produtos financeiros, do tipo opção, em linha com a proposta do Conselho de Reguladores do MIBEL, “Mecanismo conjunto de gestão a prazo da interligação Espanha-Portugal”, de maio de 2010.

Finalmente, o Conselho de Reguladores do MIBEL valorizou positivamente a possibilidade de leiloar os produtos financeiros para a gestão a prazo da interligação numa plataforma harmonizada a nível europeu. Por isso, considerou oportuno analisar a possibilidade de utilizar a plataforma CASC.EU com a qual os operadores de sistema espanhol e português já iniciaram contactos.

#### **MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DO OPERADOR DA RNT**

Para além da análise crítica efetuada no âmbito dos pareceres ao Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT), a ERSE procede todos os anos à análise dos investimentos efetuados pelo operador da RNT para efeitos da sua consideração nos proveitos permitidos e conseqüente reflexão nas tarifas.

#### **3.2.4 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS**

Para efeitos de transposição da Diretiva 2009/72/CE, para o ordenamento jurídico nacional, foi publicado o Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

Este diploma, no capítulo dedicado à Regulação veio estabelecer objetivos gerais da regulação da ERSE e atribuir as necessárias competências para a prossecução desses objetivos.

No âmbito das competências que lhe estão cometidas pelos seus Estatutos e demais legislação aplicável a ERSE:

- I) Emite decisões vinculativas sobre as empresas de eletricidade.
- II) Desenvolve inquéritos sobre o funcionamento dos mercados de eletricidade.
- III) Tem capacidade para exigir a informação que as empresas de eletricidade lhe devem disponibilizar para o cumprimento das suas funções.

A ERSE intervém diretamente na resolução de litígios, fomentando o recurso à arbitragem voluntária e fazendo uso de outros mecanismos de resolução de litígios de caráter voluntário, através dos quais pode recomendar a resolução de casos concretos.

A ERSE promove inspeções frequentes aos registos de reclamações e às instalações dos comercializadores de eletricidade para aferir da sua conformidade à lei e aos regulamentos do sector, designadamente no que se refere às obrigações específicas relativas ao Livro de Reclamações.

### 3.2.5 RECLAMAÇÕES E PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

Em 2011 a ERSE recebeu 4561 reclamações, das quais 3324 relativas ao sector elétrico.

Do total das reclamações recebidas, 3290 (cerca de 72%) foram provenientes de reclamações apresentadas nos Livros de Reclamações, sendo que destas 2388 respeitam ao sector elétrico e 902 são relativas ao sector do gás natural.

Os temas relativos a faturação, qualidade de serviço e contrato de fornecimento são os temas que suscitam maior intervenção por parte da ERSE, em ambos os sectores regulados.

Na qualidade de serviço estão incluídos assuntos relativos ao atendimento, simpatia e qualidade do serviço prestado pelos operadores e comercializadores ao nível do balcão e atendimento telefónico, bem como questões relativas às características da tensão e continuidade do fornecimento de energia elétrica (interrupções). O peso das reclamações relacionadas com o atendimento dos prestadores de serviço é significativo e caracterizam-se por serem reclamações de impulso e para o qual também contribui a existência do Livro de Reclamações.

Em 2011, a ERSE recebeu um total de 880 pedidos de informação, dos quais 583 (cerca de 66%) respeitam ao sector elétrico.

### 3.3 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

#### 3.3.1 SUPERVISÃO DE PREÇO NOS MERCADOS GROSSISTAS E RETALHISTAS

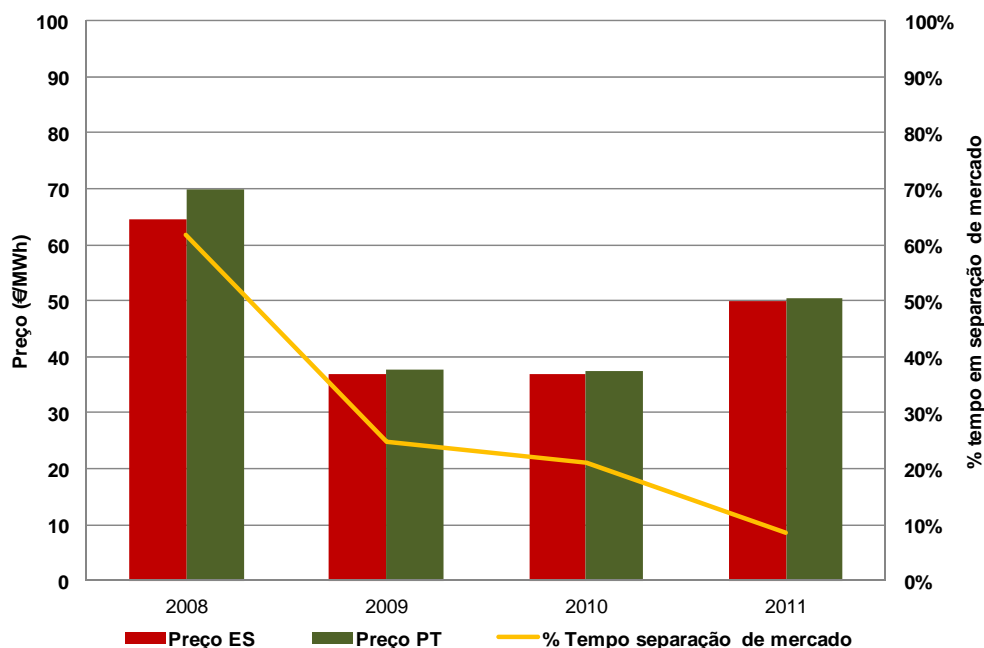
##### 3.3.1.1 MERCADO GROSSISTA

A evolução do preço que se forma no mercado grossista em Portugal está intrinsecamente relacionada com a integração ibérica e a participação dos agentes portugueses no contexto do MIBEL.

O preço formado em mercado *spot* é comum a Portugal e Espanha, salvo nas situações em que a existência de congestionamentos na interligação dite a necessidade de aplicar o mecanismo de separação de mercado e, por conseguinte, aplicar preços diferentes nos dois países.

A evolução da média anual de preço em mercado *spot*, tanto para Portugal como para Espanha está apresentada na Figura 3-7.

**Figura 3-7 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados**



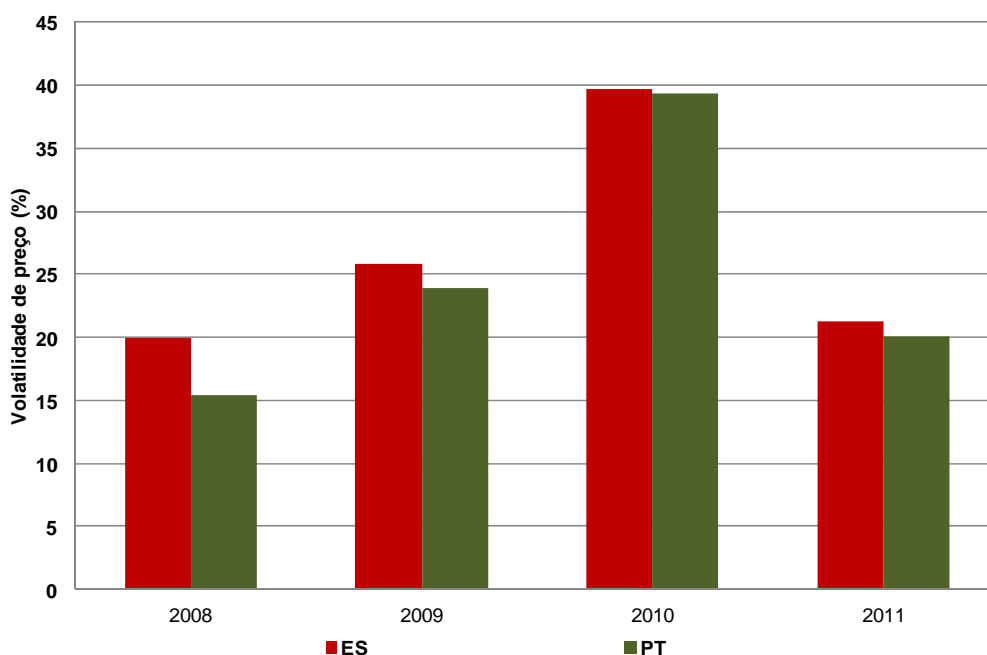
Conforme se pode observar desta figura, o preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2011, situou-se em cerca de 50,45 €/MWh, cerca de 35% acima do preço registado em 2010 (preço médio anual de 37,33 €/MWh). Este aumento foi fundamentalmente ditado pela evolução das disponibilidades hídricas, mais elevadas em 2010 do que em 2011, que determinaram a formação de preço abaixo dos custos marginais das centrais térmicas de ciclo combinado. Em todo o caso, o valor do preço médio de

mercado em 2011 para Portugal está cerca de 15% abaixo do custo marginal<sup>4</sup> das centrais de ciclo combinado a gás natural e cerca de 7% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão.

No que respeita à formação do preço em mercado *spot*, a volatilidade do mesmo representa um aspeto importante considerado pelos agentes de mercados, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço. Em 2011, a volatilidade do preço de mercado *spot* para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 20%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 40 €/MWh e os 60 €/MWh.

A Figura 3-8 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2008 a 2011, tanto para Portugal como para Espanha, sendo visível uma significativa redução da volatilidade do preço *spot* entre 2010 e 2011. Esta circunstância está relacionada com a já referida evolução das disponibilidades hídricas de 2010 para 2011. Por outro lado, o mercado português tem sido ligeiramente menos volátil em preço que o mercado espanhol.

**Figura 3-8 – Volatilidade de preço *spot***



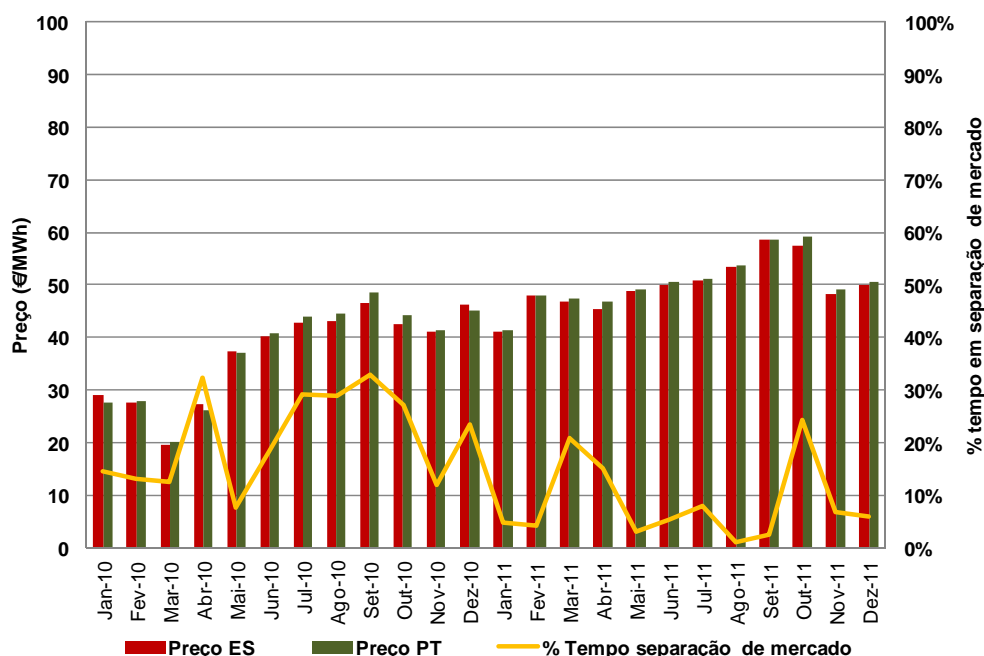
Nota: volatilidade medida como o rácio entre o rácio entre o desvio padrão do preço *spot* e a respetiva média anual

A Figura 3-9 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados desagregados mensalmente para os anos de 2010 e 2011. No que respeita a 2011, é possível observar: (i) uma maior estabilidade do preço médio formado em mercado em 2011

<sup>4</sup> Custo marginal estimado incluindo os custos de emissão de CO<sub>2</sub>.

face ao que acontecera em 2010; (ii) a ocorrência em 2011 de alguns períodos de congestionamento na interligação Portugal-Espanha, particularmente mais sensíveis nos meses de março e outubro.

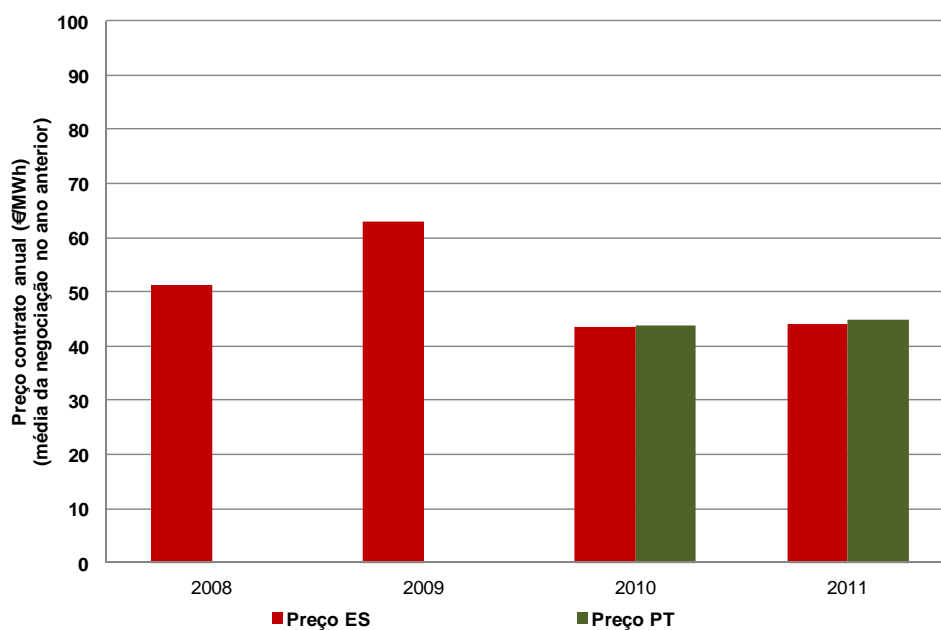
**Figura 3-9 – Preço em mercado spot e tempo de separação de mercado**



O modelo de funcionamento do MIBEL contempla a existência de referenciais de contratação a prazo em regime de mercado organizado, onde os agentes podem colocar parte das suas necessidades de energia, nomeadamente para definição parcial do preço a futuro para a energia a ser fornecida a clientes finais. O funcionamento do mercado a prazo é, de resto, um instrumento adicional para que os agentes possam mitigar os riscos de volatilidade dos preços e assegurar colocação de energia (oferta) ou satisfazer a procura com características de maior previsibilidade e estabilidade.

A evolução do preço formado em mercado a prazo, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL – o OMIP -, demonstrou uma expectativa de aumento de preço entre 2010 e 2011, que ficou abaixo do que na realidade veio a ocorrer. Com efeito, os agentes de mercado que, em 2010, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2011, teriam beneficiado de um preço médio (44,86 €/MWh para Portugal) cerca de 11% inferior ao que se veio a formar em mercado *spot*. Todavia, o funcionamento do mercado a prazo já incorporava em 2010 a expectativa de aumento ligeiro do diferencial de preços entre Portugal e Espanha. A Figura 3-10 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, em entrega em carga base.

**Figura 3-10 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual entrega em Portugal e em Espanha**

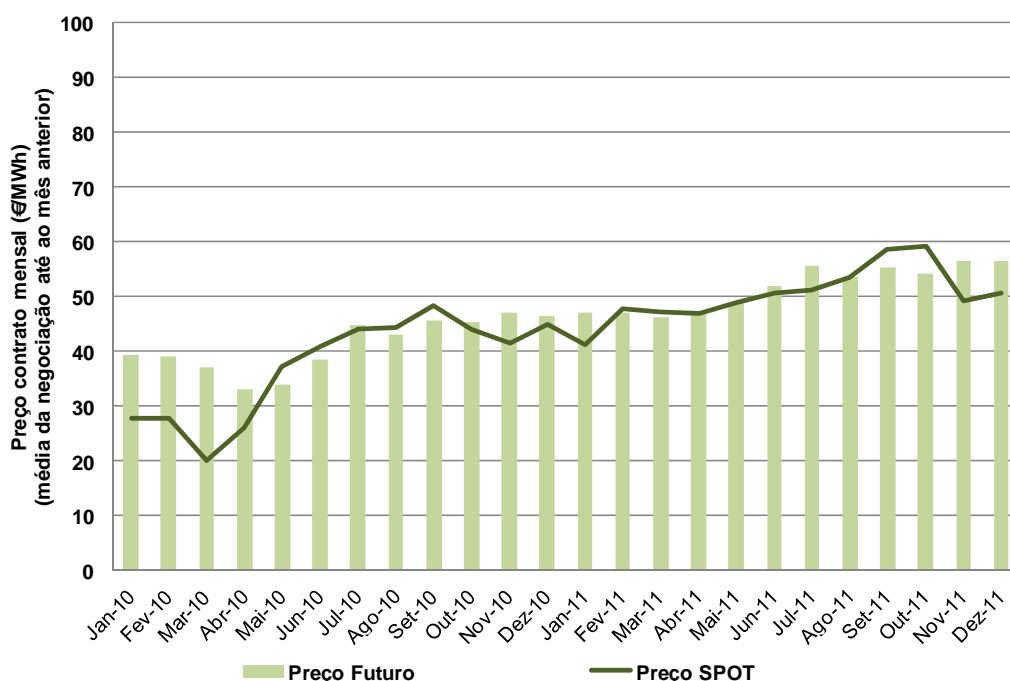


Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega, para entrega em carga base; preço de 2011 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2010.

Por outro lado, a evolução da negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base demonstra um expectável refinamento de expectativas face ao preço formado no mercado spot, com o prémio de risco médio na contratação a prazo a situar-se nos 1,18 €/MWh, ou seja, com o preço em mercado a prazo a fechar acima do preço em mercado spot, ao invés do que sucedeu com o contrato anual.

A Figura 3-11 apresenta a evolução dos preços a futuro de contratos mensais no mercado gerido pelo OMIP, assim como o preço de negociação em *spot*, ambos para Portugal. A evolução do preço a futuro para os contratos mensais exhibe ao longo de 2011 uma tendência de subida do preço da energia transacionada em mercado organizado, em linha com a evolução do mercado spot, embora com menos variabilidade.

**Figura 3-11 - Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal  
Entrega em Portugal**



### 3.3.1.2 MERCADO RETALHISTA

#### METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS VERIFICADOS NO MERCADO RETALHISTA

A ERSE tem a função de monitorizar o mercado de energia elétrica a retalho, assim como informar os consumidores e os restantes agentes, procurando fomentar a transparência. Neste âmbito, compete-lhe analisar a evolução do mercado a vários níveis, de entre os quais o referente aos preços praticados. Esse acompanhamento dos preços no mercado é complementado pelos relatórios produzidos pelos organismos oficiais (INE e EUROSTAT) e reveste-se de grande importância para o sector elétrico.

Os comercializadores de energia elétrica devem enviar à ERSE anualmente os preços de referência<sup>5</sup> e publicá-los junto dos consumidores, bem como enviar trimestralmente os preços médios efetivamente praticados.

<sup>5</sup> Por preços de referência deve entender-se o conjunto de tarifas, opções tarifárias e os respetivos preços e indexantes por variável de faturação oferecidos pelos comercializadores aos seus clientes, bem como as condições de aplicação das tarifas, designadamente as características de consumo mínimas, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços.



Tendo em vista a melhoria do processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados, a ERSE publicou em 2011 as novas regras de monitorização de preços de referência e preços médios praticados no mercado retalhista de energia elétrica. Este processo baseou-se em consulta aos comercializadores de energia elétrica a atuar em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Os preços de referência enviados pelos vários comercializadores a atuarem no mercado, em Portugal Continental, permitem à ERSE disponibilizar no seu sítio na Internet um simulador de preços para instalações em BTN. No âmbito das novas regras aprovadas no final de 2010, os comercializadores enviaram também à ERSE os preços de referência para instalações em BTE, o que permitirá que a ERSE disponibilize também esta informação a todos os interessados. Os preços médios praticados permitiram a constituição de uma base de dados visando a análise do funcionamento do mercado retalhista. Com base na informação enviada, a ERSE elabora um boletim em que procede à análise e tratamento da informação recebida relativamente quer aos preços de referência, quer aos preços médios praticados.

#### **SIMULADORES**

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de eletricidade sobre preços de referência praticados no mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE continua a atualizar e disponibilizar no seu sítio na Internet simuladores que assegurem informação objetiva aos consumidores de eletricidade para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no mercado, com base nos seguintes simuladores:

- Simulador de potência a contratar.
- Simulador de comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN.
- Simulador de faturação da eletricidade em Portugal continental em MAT, AT, MT e BTE.
- Simulador de faturação da eletricidade na Região Autónoma dos Açores em MT e BTE.
- Simulador de faturação da eletricidade na Região Autónoma da Madeira em AT, MT e BTE.

### **3.3.2 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO GRAU E EFICÁCIA DOS MERCADOS**

#### **3.3.2.1 MERCADO GROSSISTA**

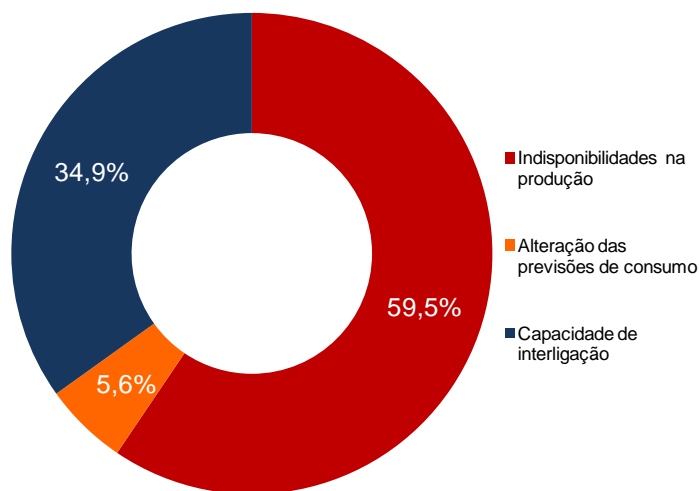
Do ponto de vista da monitorização dos mercados, importa considerar as regras de transparência dos mesmos, sendo que o mercado grossista de eletricidade em Portugal beneficia de um enquadramento

regulamentar que já impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a existência de obrigações de reporte de factos relevantes ao abrigo do RRC foi implementada há cerca de 5 anos e é semelhante à prerrogativa expressa no *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency* (REMIT) a respeito da obrigação de reporte de informação privilegiada.

De entre os factos sujeitos a obrigação de reporte constam as indisponibilidades não programadas de centros electroprodutores, bem como as suas atualizações, a par de indisponibilidades de redes (transporte e distribuição) que possam afetar o consumo ou a formação do preço. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação Portugal-Espanha estão também sujeitas a obrigação de prestação de informação por parte da REN, enquanto gestor de sistema, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregada do sistema e/ou de cada agente em particular.

A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, sendo a mesma disponibilizada num portal gerido pela REN<sup>6</sup>. Durante o ano de 2011, foram comunicados 1152 factos relevantes. Destes, cerca de 60% correspondem a comunicação de indisponibilidades de produção, sua atualização ou alteração, e 35% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e respetiva formação do preço no contexto do MIBEL, conforme se observa na figura seguinte.

**Figura 3-12 – Comunicação de factos relevantes**



---

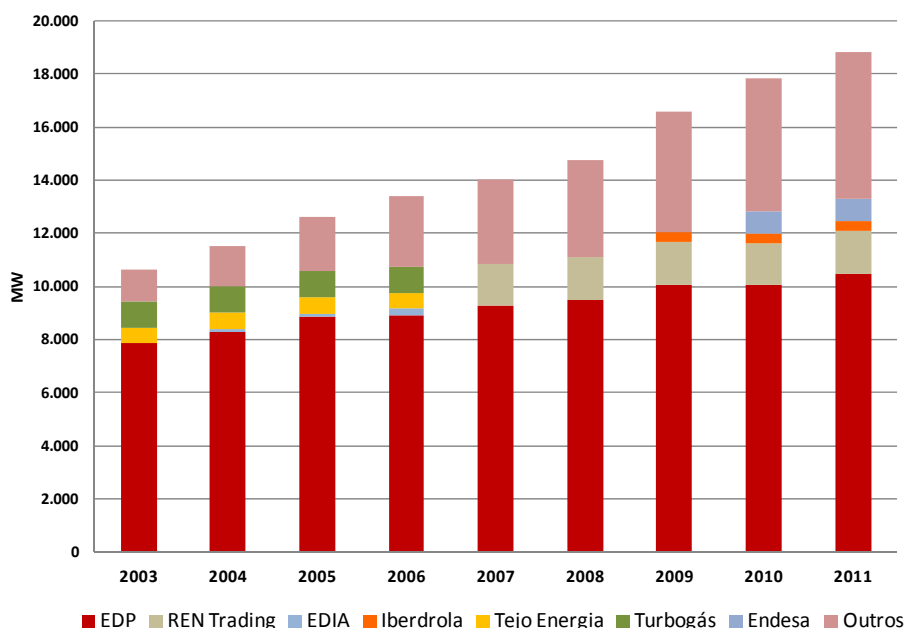
<sup>6</sup> Disponível em <http://www.mercado.ren.pt/Informa/Paginas/default.aspx>.

## CARATERIZAÇÃO DO MERCADO

A avaliação do mercado grossista deve efetuar-se através da caracterização do parque electroprodutor instalado e da sua produção efetiva. Para isso, importa analisar a evolução do parque instalado em termos de energia primária utilizada, desenvolvida no capítulo 3.5.

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caraterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-13, sendo constatável que a EDP detém a maior parte do parque electroprodutor português. No entanto, a sua expressão tem vindo a reduzir-se em termos relativos, embora em 2011 haja um crescimento em termos absolutos com a entrada em exploração dos aumentos de potência de duas centrais hídricas.

**Figura 3-13 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal  
Por agente e capacidade instalada**



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 (PRE), no qual a EDP tem uma posição individual minoritária. Em acréscimo, há que referir a continuidade da vigência da medida de minimização de riscos concorrenciais decidida pela Autoridade da Concorrência ao abrigo da operação de concentração que consistiu na aquisição pela EDP de direitos de exploração das centrais hidroelétricas do Alqueva e Pedrogão (EDIA), que determinou a cedência por um período de 5 anos da exploração da central hidroelétrica Agueira Raiva, tendo a Iberdrola sido a entidade que obteve, em concurso internacional, os respetivos direitos de exploração.

No período entre 2003 e 2011, a quota da EDP na capacidade instalada total reduziu-se em cerca de 18%, tendo sido observada uma redução entre 2009 e 2011 da ordem dos 5%.

A caracterização do mercado grossista passa também por uma avaliação da concentração empresarial, quer ao nível global, quer ao nível de cada uma das tecnologias de produção.

A evolução das quotas dos diferentes agentes em termos de capacidade instalada por tecnologia e/ou regime é apresentada na Figura 3-14. Conjugando todos os fatores, o nível de concentração do segmento de produção de energia elétrica em Portugal é elevado, desde logo em termos de capacidade instalada, como o demonstra a Figura 3-15, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI), que mede a concentração empresarial.

**Figura 3-14 - Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias**

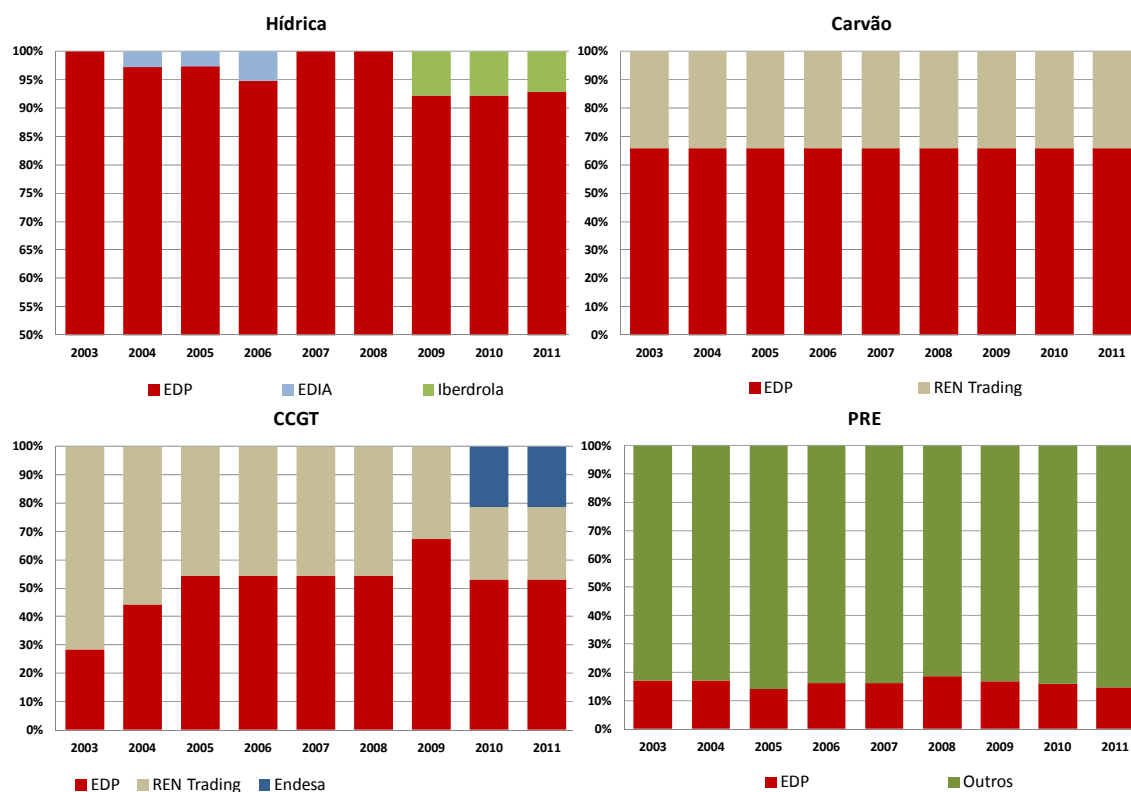
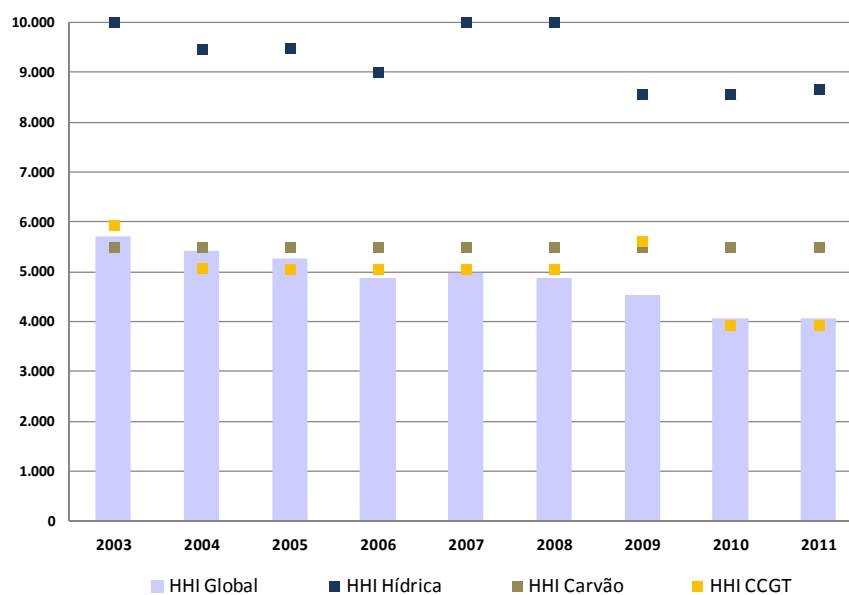


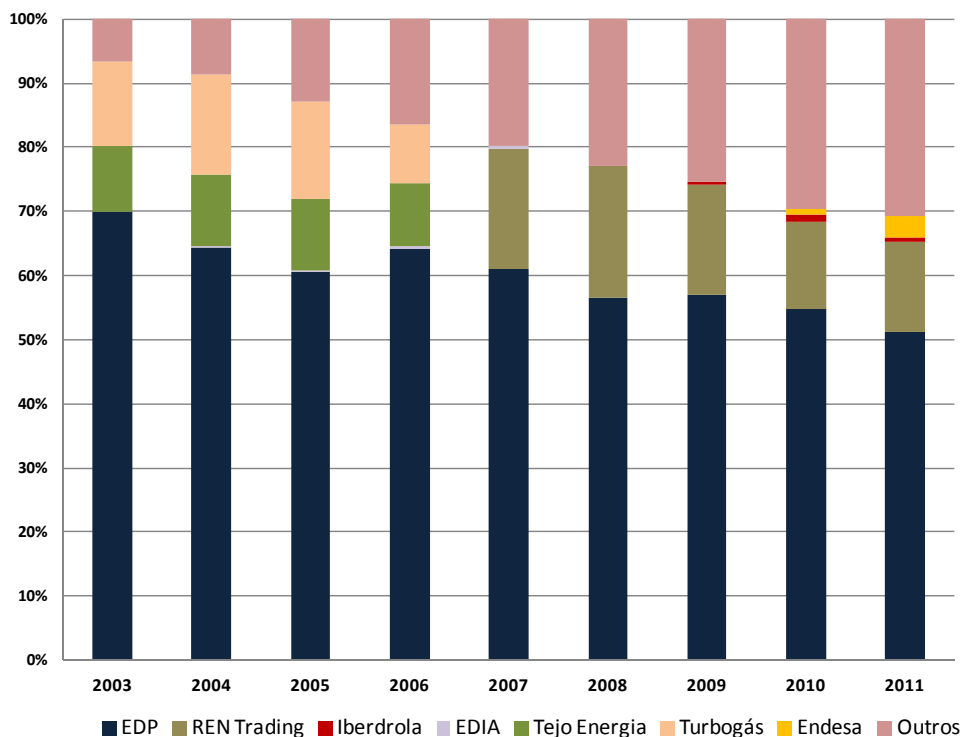
Figura 3-15 - Concentração na produção em termos de capacidade instalada



Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram uma evolução entre 2003 e 2011 no sentido de um decréscimo gradual da concentração global da oferta de capacidade no sistema português, particularmente por via do referido aumento da capacidade da PRE. Numa perspetiva evolutiva, há a evidenciar a entrada em 2010 de uma nova central CCGT, pertencente a um grupo empresarial concorrente do grupo EDP. No segmento do carvão não se registaram alterações na concentração de mercado e, no caso das hídricas, a entrada em exploração dos reforços de potência de duas centrais detidas pela EDP conduziu a um aumento da concentração empresarial nesta tecnologia.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-16, enquanto a mesma evolução nas diferentes tecnologias e regime especial é apresentada na Figura 3-17.

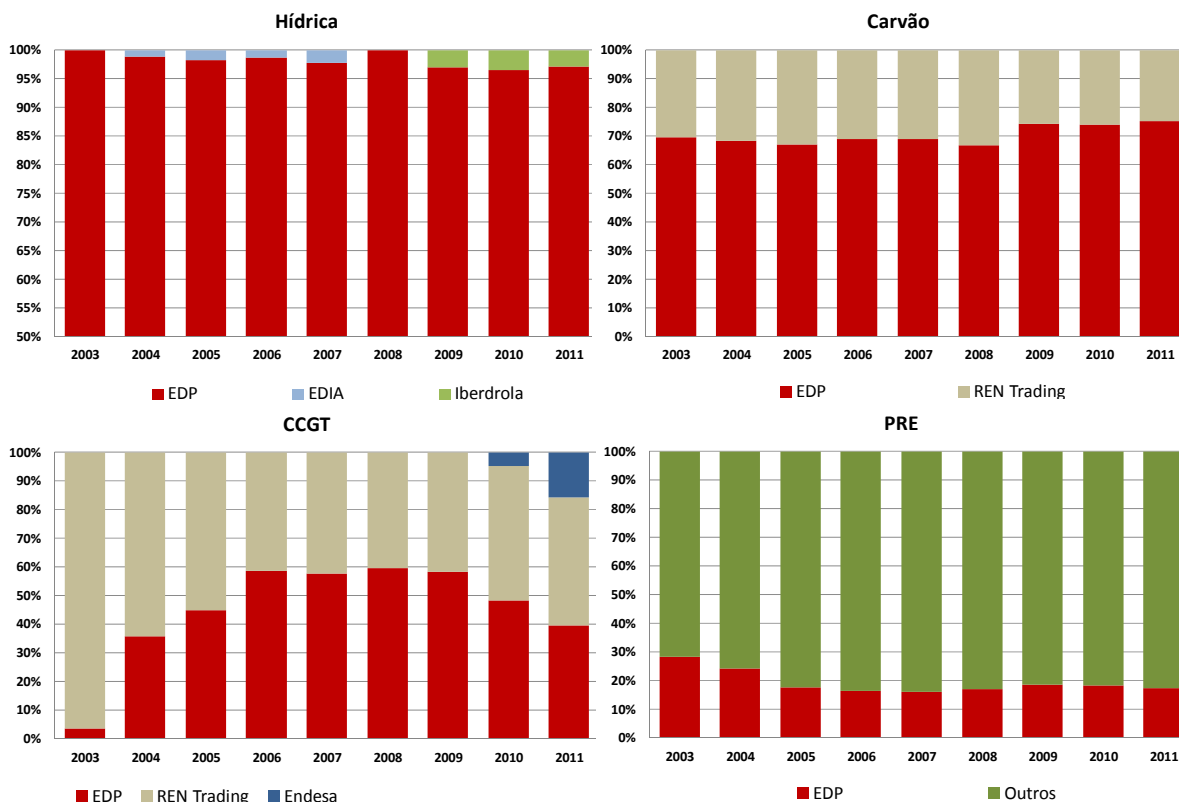
Figura 3-16 - Quotas de energia produzida por agente



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

Do ponto de vista global, em 2011, há a ressaltar uma descida da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente obtida com o incremento da contribuição de outros agentes que operam no segmento de produção em regime especial e com o aumento da produção da nova central de ciclo combinado da Endesa.

Figura 3-17 - Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias



Em termos de energia produzida, a evolução entre 2003 e 2011 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do incumbente EDP nas principais tecnologias. Há a registar uma relativa estabilização das quotas do incumbente nas produções hídrica e a carvão, embora com um ligeiro aumento entre 2009 e 2011 no caso da segunda.

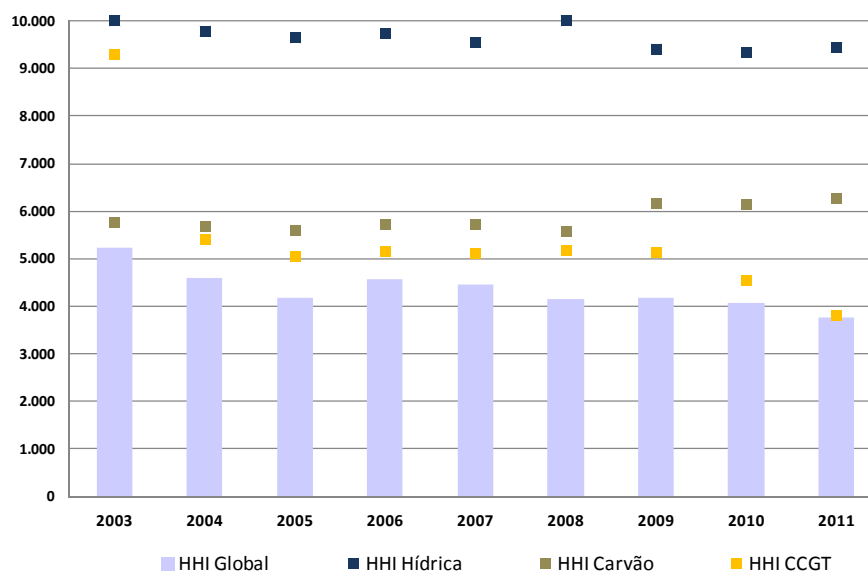
No caso dos ciclos combinados a gás natural, após o período de entrada em exploração de investimentos por parte do incumbente, a segunda metade do ano de 2010 foi assinalada pela entrada em serviço da Endesa, facto que contribuiu para a redução da participação relativa do incumbente neste segmento de produção.

No caso do carvão, o aumento da expressão do incumbente de 2009 a 2011 é explicado pela hierarquização de custos marginais das duas centrais existentes em Portugal continental. Com efeito, embora a central detida pela EDP apresente rendimentos nominais mais baixos que a que é atualmente 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.

Os indicadores de concentração para a produção de energia elétrica, apresentados na Figura 3-18, demonstram que, globalmente, a produção foi, em 2011, empresarialmente menos concentrada que o que ocorrera em 2010. Esta evolução é sustentada fundamentalmente com a redução da concentração

na fileira de CCGT, enquanto a posição do grupo EDP na produção em regime especial se mantém como minoritária face ao global do segmento.

**Figura 3-18 - Concentração na produção em termos de produção de energia elétrica**

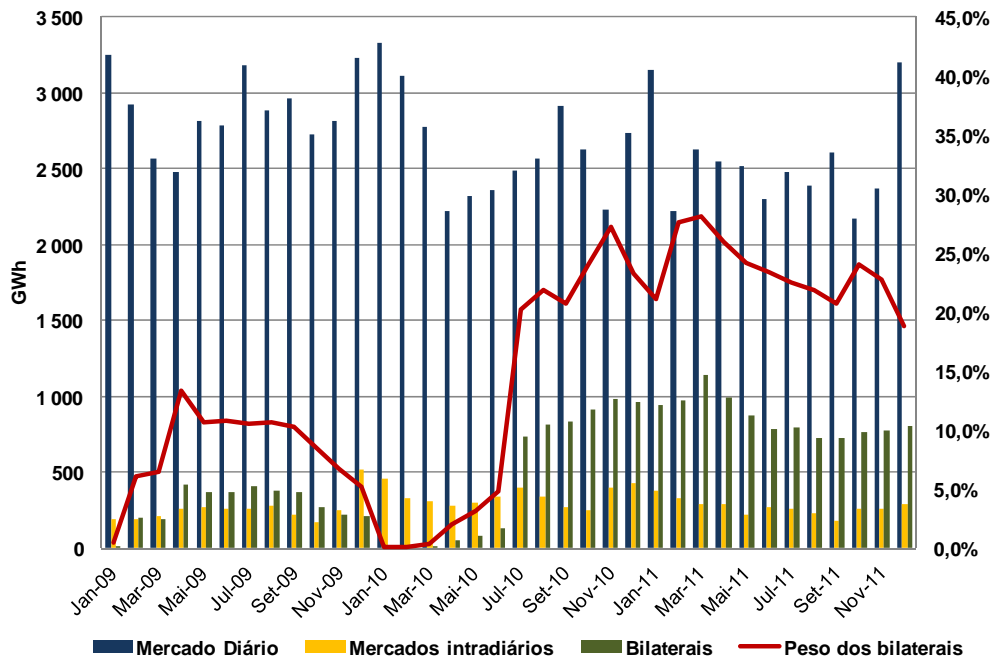


Paralelamente, importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a produção em regime especial não controlada pela EDP é, para efeitos de cálculo dos indicadores de concentração, integralmente afeta a uma única entidade (uma única quota de mercado), pelo que, por um lado não se consegue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

A negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários) é, no caso português, muito superior ao que é transacionado em contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-19. Convirá, contudo, reter que as aquisições de produtos a prazo listados no mercado a prazo do MIBEL têm liquidação física através do mercado diário.



Figura 3-19 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados



Ainda assim, observa-se para o ano de 2011 um valor médio do peso da contratação bilateral no volume total de contratação superior ao que se registara no passado recente. Com efeito, a tendência ao longo do ano foi de um aumento do peso da contratação bilateral, contudo a sua magnitude é mais estável do que a que ocorreu nos últimos anos. Algum do aumento e da variabilidade da contratação em mercado spot (mercado diário) é explicável pela hidraulicidade do ano, uma vez que a totalidade do parque hídrico nacional é ofertada neste referencial de mercado.

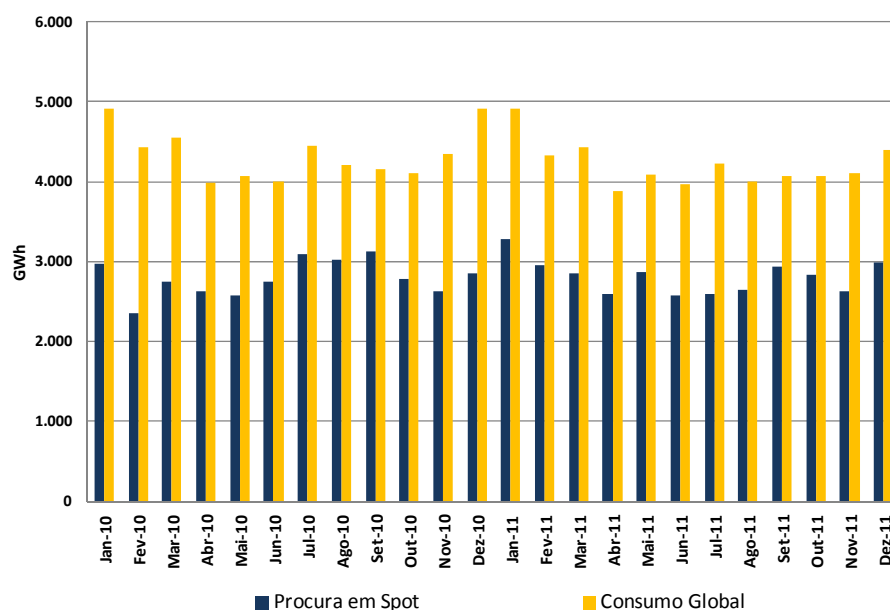
A contratação à vista para o mercado grossista em Portugal insere-se no âmbito do aprofundamento do MIBEL, sendo que existe um único mercado para Portugal e Espanha com um mecanismo associado de resolução de congestionamentos de base diária assente em separação de mercados, sempre que o fluxo de energia gerado pelo encontro da procura e ofertas agregadas excede a capacidade comercial disponível na interligação. A estrutura de contratação em mercado à vista caracteriza-se pelos seguintes aspetos:

- Do lado da procura, os agentes portugueses, incluindo o CUR, dirigem a grande parte da sua procura ao mercado spot, sendo que, no caso do CUR, às necessidades de energia para fornecimento dos clientes são deduzidas as quantidades de energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (imposição legal).
- Do lado da oferta, à exceção dos produtores em regime especial, todos os restantes agentes de mercado dirigem a sua oferta maioritariamente ao mercado spot.

A evolução, quer da procura dirigida a mercado spot, quer do consumo global em Portugal continental é apresentada na Figura 3-20, onde se observa que a maioria do consumo é satisfeita por recurso a

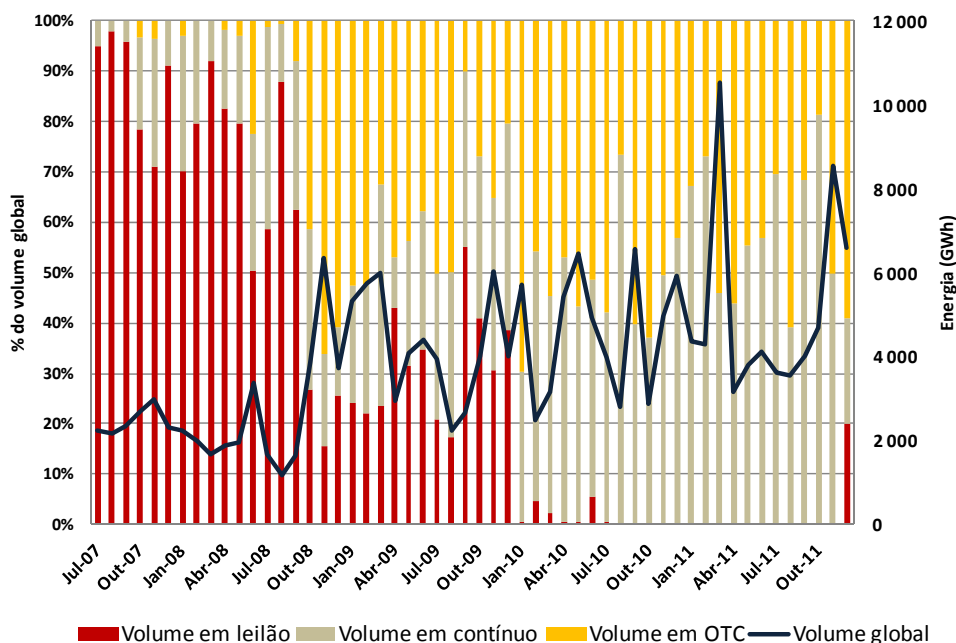
aquisições em mercado spot. Durante o ano de 2011, aumentou a frequência com que se observaram períodos em que a produção em regime especial excedeu as necessidades de consumo da carteira do CUR, fruto da ação conjugada da diminuição dos consumos abastecidos por este agente e do aumento da PRE.

**Figura 3-20 – Procura em mercado spot e consumo global mensal**



A Figura 3-21 apresenta a evolução dos volumes registados em mercado organizado a prazo previsto no MIBEL (OMIP), sendo observável que se regista uma tendência para aumento significativo do registo de operações em mercado contínuo e OTC registado, embora com uma elevada variabilidade ao longo do tempo.

Figura 3-21 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL



O aumento do volume de negociação em leilão em dezembro de 2011 deveu-se à introdução, pela ERSE, de um mecanismo de colocação de energia da produção em regime especial, destinado a disponibilizar, designadamente aos comercializadores em regime de mercado, formas de aprovisionamento a prazo e/ou de cobertura dos riscos de preço. Em dezembro de 2011 efetuou-se, assim, o primeiro leilão com este mecanismo, tendo sido colocadas cargas base para entrega em Portugal correspondente a 100 MW para todo o ano de 2012 e 200 MW para o primeiro trimestre do ano.

O volume global de negociação em mercado a prazo gerido pelo OMIP (incluindo as operações registadas correspondentes a OTC) foi superior em 2011 a 61 TWh, o que significa um crescimento de cerca de 11% face ao ano de 2010.

### 3.3.2.2 MERCADO RETALHISTA

#### EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A partir de 1 de janeiro de 2011 verificou-se a extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim, em 2011 e 2012 vigoraram tarifas de venda transitórias, publicadas pela ERSE, a aplicar aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE e calculadas por aplicação de um fator de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de comercialização regulada. O referido agravamento é aplicado de forma a incentivar a transferência de clientes da tarifa transitória para o mercado. Assim, os

CUR devem, até 31 de dezembro 2012, continuar a fornecer eletricidade aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado o seu fornecimento.

As tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em BTN são extintas:

- A partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA.
- A partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

A partir das datas previstas no número anterior, os novos contratos de venda de eletricidade a clientes finais são obrigatoriamente celebrados em regime de preços livres.

O CUR deve continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em BTN que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado, de acordo com os seguintes termos:

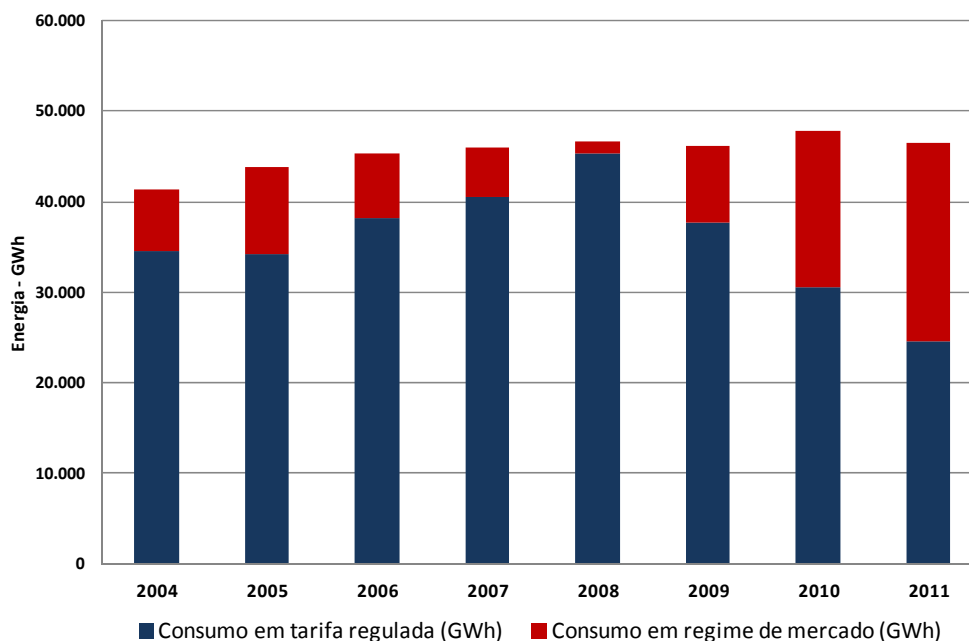
- Para os clientes finais com potência contratada compreendida entre 10,35 kVA, inclusive, e 41,4 kVA, inclusive, até 31 de dezembro de 2014;
- Para os clientes finais com potência contratada inferior a 10,35 kVA, até 31 de dezembro de 2015.

Durante os referidos períodos transitórios e à semelhança do que sucedeu nos níveis de tensão superiores, vigoram tarifas de venda transitórias, publicadas pela ERSE e calculadas por aplicação de um fator de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de comercialização regulada.

### **EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO**

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

A evolução do mercado liberalizado em Portugal pode ser observada na Figura 3-22.

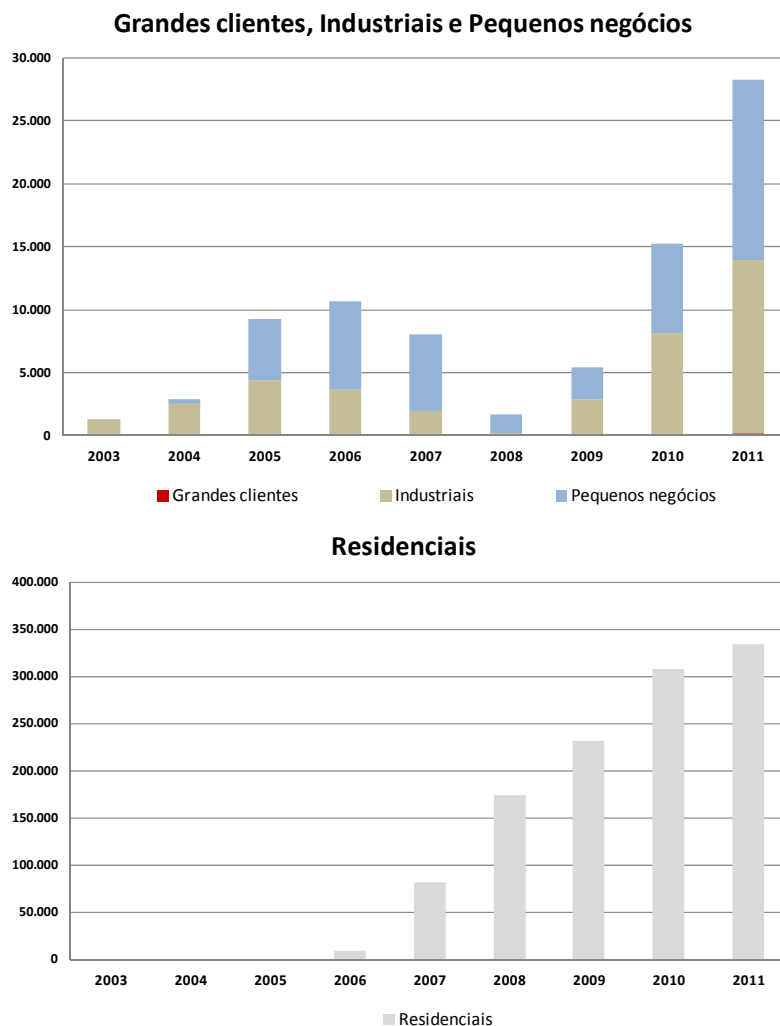
**Figura 3-22 - Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado**

O ano de 2011 veio consolidar a tendência de 2010, período para o qual o custo da energia implícito na tarifa de último recurso excedeu o preço que o mercado veio a devolver desde 2009, assim ditando a existência de condições propícias à migração de consumidores da tarifa regulada para o mercado. Por outro lado, o aumento da dimensão do mercado liberalizado deve-se igualmente ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em 2011, abrangeu todo o conjunto de clientes à exceção dos residenciais.

Com esta evolução, em 2011 o consumo em mercado representou cerca de 47% do consumo total.

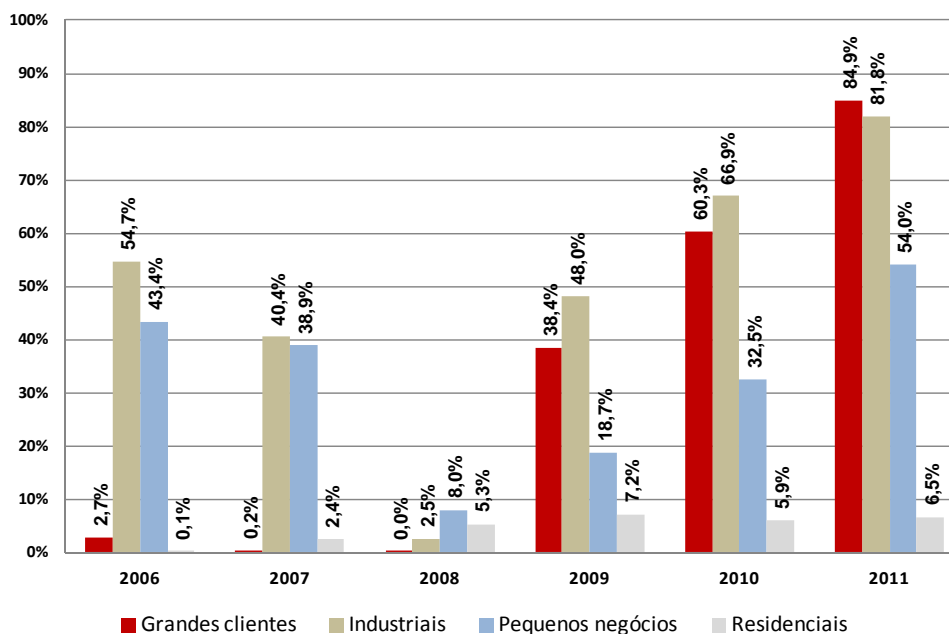
O aumento gradual da dimensão do mercado a partir de 2007, em termos de número total de clientes, deve-se em grande parte à continuação da entrada de clientes residenciais. Por outro lado, é possível observar que em 2011 todos os segmentos abrangidos pela extinção das tarifas – grandes clientes, industriais e pequenos negócios - verificaram um crescimento do peso relativo do mercado.

Figura 3-23 - Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental (nº de clientes)



A Figura 3-24 apresenta a parte dos consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado, sendo observável que, no conjunto do ano de 2011, cerca de 82% do consumo de clientes industriais foi assegurado por comercializadores em mercado e que mais de 84% do consumo de grandes clientes se inseriu na mesma dinâmica.

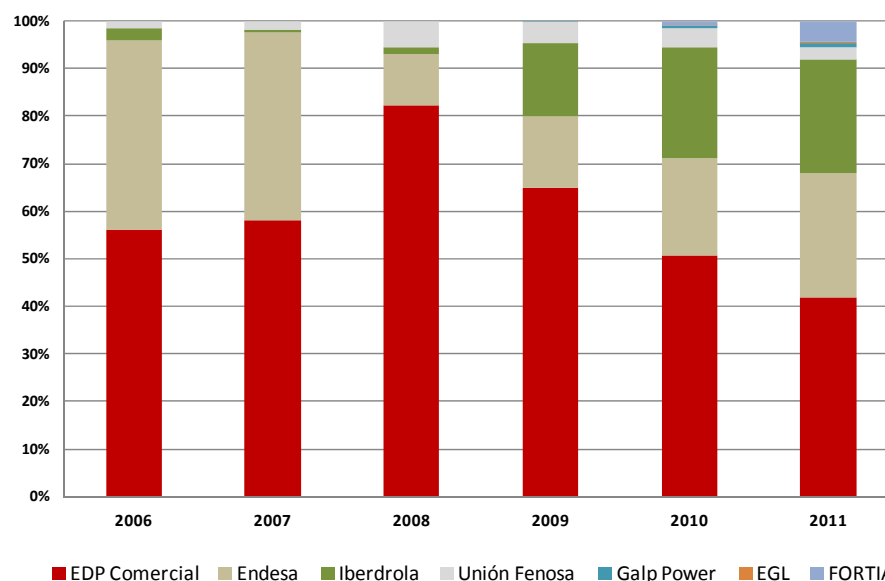
Figura 3-24 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes



A evolução do mercado liberalizado em sentido de crescimento em 2011 correspondeu igualmente a uma redução da concentração empresarial. Registou-se uma redução da quota de mercado do grupo EDP, principal operador, desde 2008 até 2011, que representa no último ano cerca de 42% dos fornecimentos em mercado, conforme se pode extrair da Figura 3-25. Uma análise por segmentos permite verificar que o segmento de clientes industriais é o mais disputado de todos, sendo o segmento de clientes residenciais aquele em que se observa uma maior concentração empresarial e a presença de um menor número de comercializadores.

A ERSE disponibiliza na sua página na Internet uma análise evolutiva do mercado retalhista, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado e em cada um dos segmentos que o compõem.

**Figura 3-25 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora**



### 3.3.3 RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO

No contexto de tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em BTN em 2011, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos previstos no artigo 3.º da Diretiva 2009/72/CE.

### 3.3.4 ATUAÇÕES REGULATÓRIAS PARA PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

No quadro das competências da regulação sectorial em matérias relacionadas com a promoção da concorrência, ERSE possui competências próprias que lhe advêm do quadro legal do sector elétrico e outras atribuições que decorrem da legislação da concorrência.

Do quadro institucional e jurídico da concorrência e do sector elétrico decorre que a ERSE deve ser consultada pela Autoridade da Concorrência no âmbito de processos de concentração empresarial, sempre que as entidades envolvidas atuem no mercado elétrico. O parecer da ERSE não é vinculativo, nos termos da lei, podendo as medidas de minimização dos riscos concorrenciais (vulgo “remédios” da operação) ser acompanhadas pela ERSE.

O acompanhamento da concorrência nos mercados elétricos tem uma dimensão estrutural e outra comportamental. Tendencialmente, cabe à regulação sectorial atuar sobre as condições estruturais de concorrência no mercado, nomeadamente através da regulamentação que deve induzir princípios de desenvolvimento concorrencial do mercado. No quadro da atuação comportamental, a ERSE enquanto



regulador sectorial tem competências específicas de monitorização do funcionamento do mercado elétrico, devendo, nos termos dos seus estatutos, notificar a Autoridade da Concorrência de eventuais práticas contrárias ao direito da concorrência.

Em 2011, como exemplo de atuações regulatórias para promoção da concorrência, a ERSE aprovou um mecanismo de colocação a prazo de energia proveniente da produção em regime especial (PRE), orientado para proporcionar aos comercializadores o acesso a formas de aprovisionamento e/ou de cobertura de risco de preço adequados aos seus horizontes de contratação com clientes finais. Esta medida regulatória foi concretizada com a realização do primeiro leilão de energia de PRE em dezembro de 2011, com horizontes de colocação de carga base para o ano de 2012 e para o primeiro trimestre do mesmo ano.

A existência do mencionado mecanismo regulado de colocação de energia da PRE visa, desde logo, proporcionar aos comercializadores um acesso ao aprovisionamento de energia mais transparente e equitativo (logo, mais concorrencial). Do mesmo modo, os impactes ao nível do funcionamento do mercado grossista são também importantes na perspetiva concorrencial, já que o mecanismo contribui para minimizar a variabilidade das condições de colocação de energia de PRE em referenciais de mercado e, com isso, reduzir os níveis de incerteza de todos os agentes, assim como promover uma maior profundidade e liquidez do mercado de contratação a prazo de eletricidade.

No âmbito do acompanhamento do mercado elétrico, em especial do mercado grossista, a ERSE possui competências específicas de monitorização, que lhe são atribuídas pelo enquadramento legal em vigor e que consagra o disposto no Terceiro Pacote de diretivas do mercado interno da energia. Na concretização destas competências, a ERSE tem em funcionamento um sistema de monitorização e supervisão do funcionamento do mercado grossista, que acompanha as condições de formação do preço e a eventual ocorrência de situações de abuso de mercado por parte dos agentes portugueses. Esta monitorização e supervisão goza ainda da cooperação existente no quadro institucional do mercado ibérico da eletricidade (MIBEL), designadamente quanto à partilha de informação e de conhecimento com a entidade responsável pela regulação dos mercados financeiros em Portugal (CMVM – Comissão dos Mercados e Valores Mobiliários) e em Espanha (CNMV – Comissão Nacional de Mercado de Valores), assim como com a entidade reguladora para o setor elétrico em Espanha (CNE – Comisión Nacional de Energía).

### **3.4 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES**

No âmbito da transposição da Diretiva 2009/72/CE, o conteúdo do seu anexo I é reproduzido e especificado no Decreto-Lei n.º 78/2011 e consequentemente regulamentado no RRC, publicado em 2011.

Em matéria de proteção dos consumidores, considerando o disposto no referido anexo I e em outras disposições da Diretiva 2009/72/CE, salientam-se os seguintes desenvolvimentos ocorridos em 2011:

- Acompanhamento do processo de extinção das tarifas reguladas com a adoção de mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente, a possibilidade de serem fornecidos por um CUR e a adoção de instrumentos de relacionamento comercial adaptados às suas necessidades. Tais mecanismos de salvaguarda acrescem aos descontos aplicáveis aos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente à tarifa social da eletricidade, estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, e ao apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), previsto no Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro.
- Criação do mecanismo da arbitragem necessária (Lei n.º 6/2011, de 10 de março) para efeitos de resolução de litígios com os clientes domésticos, os quais, por opção expressa, podem determinar que os litígios sejam submetidos aos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes, de acesso gratuito e onde funcionam tribunais arbitrais cujas decisões são vinculativas.
- Regulamentação do acesso aos dados de consumo, designadamente através do formato uniformizado já existente (Registo do Ponto de Entrega) e formas de acesso por parte dos comercializadores, em observância da legislação aplicável à proteção dos dados pessoais.
- Introdução na regulamentação aplicável (RRC) dos prazos máximos previstos na Diretiva 2009/72/CE sobre o processo de mudança de comercializador (a efetuar em três semanas), incluindo o acerto final de contas (seis semanas após a mudança).
- Início do processo conducente ao estudo sobre a análise custo-benefício da implementação dos contadores inteligentes.

### **3.5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

No quadro legal português, publicado em 2006, as competências relativas à segurança do abastecimento no sector elétrico e no sector do gás natural são da responsabilidade do Governo que delegou na Direcção Geral de Energia e Geologia a responsabilidade da sua monitorização. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e a evolução da procura, que de seguida se desenvolve.

### 3.5.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO PROCURA/OFERTA

A margem de capacidade, definida como a diferença entre a capacidade de produção instalada e a ponta máxima anual de consumo, referida à capacidade instalada, cresceu no último ano para 51% face aos 47% registados em 2010 e 45% registados em 2009. Para tal, contribuiu a entrada em funcionamento dos reforços de potência das centrais hídricas de Bemposta e Picote, bem como a redução verificada no consumo.

A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada apresenta-se no Quadro 3-4.

**Quadro 3-4 – Margem de capacidade**

	2011	2010	2009	2008	2007	2011/2007
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	Variação (%)
Potência instalada total	18905	17905	16738	14924	14041	1,35
Térmica	7407	7407	6690	5820	5820	1,27
Hidráulica	4980	4578	4578	4578	4582	1,09
PRE	6518	5920	5470	4526	3639	1,79
Potência máxima anual	9192	9403	9217	8973	9110	1,01
Margem de capacidade	9713	8502	7521	5951	4931	1,97
	(51%)	(47%)	(45%)	(40%)	(35%)	

Fonte: Dados de 2011 obtidos a partir da REN

Em complemento, verifica-se que o consumo de energia elétrica em 2011 situou-se em 50,5 TWh, registando-se uma quebra anual de 3,2% (2,3% com correção do efeito de temperatura e número de dias úteis).

O ano de 2011, ao contrário de 2010, foi um ano com índice de hidraulicidade de 0,92 (ano mais seco que a média dos últimos 30 anos). As centrais hidroelétricas contribuíram para o abastecimento de 22% do consumo, tendo as térmicas aumentado a sua quota para 38%, com 20% da produção a partir centrais de gás natural e 18% a partir de centrais a carvão.

As entregas dos produtores eólicos registaram pela primeira vez uma variação anual negativa, apesar do aumento da capacidade instalada, em consequência de uma diminuição do índice de produtividade eólica que registou um valor de 0,97, após 3 anos consecutivos acima da unidade. Deste modo, a produção eólica abasteceu 18% do consumo nacional.

As variações anuais negativas registadas na produção hidroelétrica e produção eólica contribuíram para que, no ano de 2011, a produção de origem renovável tenha abastecido apenas 46% do consumo contra 52% em 2010, o que ainda é mais significativo se considerarmos que o consumo registou uma redução.

O saldo importador aumentou 7% e representou 6% do consumo.

Em 2011, registou-se um aumento da capacidade instalada em centrais hidroelétricas em regime ordinário, com a entrada em serviço dos reforços de potência de Bemposta e Picote, totalizando 431 MW adicionais, passando a potência instalada em grandes aproveitamentos hidroelétricos para 4,98 GW.

Ao nível das centrais térmicas em regime ordinário, não se registou qualquer alteração do parque eletroprodutor.

Ao nível da produção em regime especial, registou-se a instalação de 598 MW de nova capacidade, correspondentes a 189 MW instalados por produtores térmicos, 2 MW por produtores hidráulicos, 375 MW por produtores eólicos e 32 MW por produtores fotovoltaicos.

No desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte, destacam-se a abertura da subestação de Prelada e a remodelação da subestação de Ermesinde para 220 kV, contribuindo para a melhoria da alimentação dos consumos na região do Porto. Com o mesmo fim refere-se, na região de Lisboa, a abertura da subestação do Zambujal e a conclusão do cabo subterrâneo entre Sacavém e a zona do Alto de São João, a 220kV (atualmente em operação a 60 kV).

A norte, em Trás-os-Montes entrou em exploração a linha a 220 kV Macedo de Cavaleiros-Valpaços, componente importante do futuro eixo transmontano a 220 kV entre Lagoaça e Valdigem.

Na região centro, facilitando os trânsitos norte-sul e o escoamento da produção nesta zona, entrou em serviço a linha a 400 kV Lavos- Paraimo.

Na Península de Setúbal, a linha a 400 kV Palmela-Ribatejo foi desviada para Fernão Ferro, no âmbito da introdução dos 400 kV nesta subestação.

Finalmente, no Algarve, para reforço de abastecimento aos consumos, receção de energia renovável e nova interligação com Espanha, entraram em exploração a subestação de Tavira, as linhas a 400 kV Portimão-Tavira e o troço nacional da futura interligação Tavira-Puebla de Guzman (Espanha) bem como a linha a 150 kV Portimão-Tunes 3.

Em termos de qualidade de serviço a Rede de Transporte apresentou o melhor desempenho de sempre com um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,27 minutos.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia nos últimos 5 anos é apresentada no Quadro 3-5.

**Quadro 3-5 – Repartição da produção**

	2011	2010	2009	2008	2007
Gás	28%	28%	23%	25%	21%
Saldo Importador	6%	5%	9%	19%	15%
Fuel	0%	1%	1%	1%	2%
Carvão	18%	13%	24%	21%	23%
Hidráulica (sem PRE)	20%	28%	14%	11%	19%
PRE (com mini-hidrica)	36%	34%	29%	23%	20%

Fonte: Dados de 2011 obtidos a partir da REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 3-6.

**Quadro 3-6 – Abastecimento do consumo**

	2011 (GWh)	2010 (GWh)	Variação (%)
Produção hidráulica	10221	14869	-29,3
Produção térmica	23495	17299	12,1
PRE	18185	17924	1,5
Saldo importador	2813	2623	7,2
Bombagem hidroelétrica	737	512	43,9
Consumo total	50504	52204	-3,2

Fonte: Dados de 2011 obtidos a partir da REN

No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, verificou-se no dia 24 de janeiro com 9192 MW, valor inferior em 211 MW ao observado em janeiro de 2010 e atual máximo histórico (9403 MW).

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-7.

**Quadro 3-7 – Potência máxima anual**

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2011	24-Jan	9192	-2,24
2010	11-Jan	9403	2,01
2009	12-Jan	9217	2,72
2008	2-Dez	8973	-1,50
2007	18-Dez	9110	3,48

Fonte: Dados de 2011 obtidos a partir da REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-8.

**Quadro 3-8 – Parque electroprodutor**

	2011 (MW)	2010 (MW)	Variação (MW)
CENTRAIS HIDROELÉTRICAS	4980	4578	402
CENTRAIS TERMOELÉTRICAS	7407	7407	0
Carvão	1756	1756	0
Gás natural	3829	3829	0
Fuel / Gás natural / Gasóleo	1822	1822	0
POTÊNCIA INSTALADA PRE	6516	5919	596
Produtores Térmicos	1868	1679	189
Produtores Hidráulicos	412	410	2
Produtores Eólicos	4081	3706	375
Produtores Fotovoltaicos	155	123	32
Produtores Energia das Ondas	0	2	-2
TOTAL	18903	17905	998

Fonte: Dados de 2011 obtidos a partir da REN

### 3.5.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

No tocante aos novos investimentos em produção, não há desenvolvimentos significativos relativamente à situação descrita no relatório anterior.

De acordo com o “Relatório sobre segurança do abastecimento ao nível da produção de eletricidade para o período de 2009 a 2020”, publicado pela REN, a evolução expectável do sistema electroprodutor em regime ordinário até 2020, resulta, para além dos grupos CCGT da central da Lares (2x435 MW) e do Pego (2x418,6) que já entraram em serviço em 2009 e 2010, do desenvolvimento dos projetos de construção dos restantes 4 novos grupos CCGT de 400 MW que se encontram licenciados e da informação mais recente sobre as intenções de investimento pelos produtores. No entanto, e face à conjuntura atual, estes novos investimentos poderão ser revistos.

A evolução do parque hidroelétrico prevê reforços de potência dos aproveitamentos existentes, num total de cerca de 1500 MW, dos quais mais de 1080 MW são reversíveis. Para além disso existem dois novos aproveitamentos hidroelétricos em fase de implementação, um no Baixo Sabor (168 MW reversíveis) e outro em Ribeiradio (70 MW). Até 2020 admite-se a concretização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, que contempla um conjunto de 10 outros novos aproveitamentos, totalizando cerca de 1100 MW de potência, dos quais 810 MW em equipamento reversível.

No tocante à PRE, mantém-se a evolução prevista da potência instalada indicada no Quadro 3-9.

**Quadro 3-9 – Evolução prevista para a PRE**

	2014 (MW)	2019 (MW)
Eólica	5600	6950
Hídrica (< 10 MW)	550	700
Biomassa	913	943
Solar	580	1360
Ondas	48	150
Geotérmica	30	50
Cogeração	2230	2590

Fontes: "Plano de Ação Nacional para as Energias Renováveis ao abrigo da Diretiva 2009/28/CE", DGEG.  
"Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014 (2019)", REN.





## **4 O MERCADO DO GÁS NATURAL**

### **4.1 UNBUNDLING**

#### **CERTIFICAÇÃO DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE**

Em 2011, a ERSE começou a coligir informação referente ao processo de certificação da REN Gasodutos, S.A. como operador da RNTGN, ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 10.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, do artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e do artigo 21.º-A do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho.

Da informação recolhida a ERSE apurou que o controlo da REN Gasodutos, S.A. era detido pelo Estado Português com cerca de 51% do capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A, podendo nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração. Por sua vez, a REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. é a detentora de 100% do capital da REN – Ren-Gasodutos, S.A.

Em 2011, o Estado português decidiu reprivatizar parte do capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., deixando, deste modo, de controlar a REN Gasodutos, S.A..

Nesse sentido, a 8/2/2012 foi publicada no Diário da República a Resolução do Conselho de Ministros n.º 13/2012 em que as empresas Oman Oil Company S. A. O. C. e State Grid International Development Limited são selecionadas para procederem à aquisição de, respetivamente, 15% e 25% do capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, estando previsto que a conclusão do processo ocorra até 30 de junho de 2012.

Com base nesta informação e de forma coordenada com os serviços da DG ENER, a ERSE deu continuidade ao processo de certificação da REN - Gasodutos, S.A., que se encontra em curso.

#### **DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM**

De acordo com o disposto no n.º 3 do artigo 26.º da Diretiva 2009/73/CE, as entidades reguladoras ou outros organismos competentes devem passar a integrar nas suas atribuições a fiscalização da separação das atividades de redes e das atividades de comercialização de gás natural no âmbito das empresas verticalmente integradas, incluindo a diferenciação nas comunicações e imagens de marca utilizadas.

Para efeitos de transposição desta diretiva para o ordenamento jurídico nacional, foi publicado o Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, o qual estabelece o dever de diferenciação de imagem e de comunicação por parte do operador da rede de distribuição e do comercializador de último recurso, entre si e em relação às restantes entidades que atuam no SNGN, reiterando o regime que já decorria da legislação nacional anterior. No entanto, as empresas que servem um número de clientes inferior a 100 000 mantêm-se isentas das obrigações de separação jurídica e da correspondente imagem.

Como novidade, nesta matéria, salienta-se o facto da própria lei remeter para o RRC os termos em que se deve processar a separação de imagens entre as empresas que pertençam ao mesmo grupo empresarial. O processo de revisão regulamentar que permitirá introduzir as regras previstas na legislação será desenvolvido no segundo semestre de 2012.

#### **PROGRAMA DE CONFORMIDADE**

O dever do operador da rede de distribuição de elaborar um programa de conformidade, estabelecido no n.º 2 (alínea d)) do artigo 26.º da Diretiva 2009/73/CE, foi transposto para o ordenamento jurídico português através do Decreto-Lei n.º 77/2011. Este diploma determina que o programa de conformidade seja submetido à aprovação do regulador, nos termos previstos no RRC. O processo de revisão regulamentar que permitirá introduzir as regras previstas na legislação será desenvolvido no segundo semestre de 2012.

## **4.2 REGULAÇÃO DAS REDES**

### **4.2.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO**

#### **4.2.1.1 BALANÇO**

As regras de balanço, durante o ano 2011, integraram o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas (MPAC) aprovado pela ERSE. Neste manual são detalhadas as metodologias para a determinação das repartições nos pontos relevantes da RNTGN, a partir das quais se apuram os balanços individuais dos agentes de mercado que correspondem aos quantitativos de gás natural que cada agente de mercado dispõe nas infraestruturas da RNTIAT.

No caso concreto da RNTGN, os agentes de mercado devem gerir o encontro entre a oferta e a procura de gás natural na rede de transporte de forma a que os balanços individuais se situem entre as existências máximas e mínimas que lhes são atribuídas anualmente, de acordo com a metodologia publicada no MPAC. Esta abordagem traduz-se numa tolerância atribuída a cada agente de mercado,

proporcional à dimensão da sua carteira de clientes e de acordo com a capacidade de acumulação da rede (*linepack*).

Consideram-se em desequilíbrio individual os agentes de mercado cujos balanços violem as tolerâncias determinadas pelas suas existências individuais máximas e mínimas, sendo-lhes aplicada uma penalidade aderente aos custos que os referidos desequilíbrios provocam no sistema, de acordo com o estabelecido no mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais integrado no MPAC.

O mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais aplica penalidades baseadas na tarifa de armazenamento do terminal de GNL, nos casos em que os agentes se encontrem em desequilíbrio na RNTGN detendo um stock positivo de gás no SNGN. Nas situações em que ocorra um balanço negativo a penalidade é determinada com base na valorização do gás natural em mercados de referência. Assim, procura-se, por um lado, um maior envolvimento dos agentes de mercado na gestão do aprovisionamento das respetivas carteiras de clientes e, por outro lado, uma imputação adequada dos custos incorridos com o balanceamento da RNTGN.

#### 4.2.1.2 ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO, *LINEPACK* E SERVIÇOS AUXILIARES

O envolvimento dos agentes de mercado na gestão do aprovisionamento das suas carteiras de clientes beneficia de tolerâncias individuais para, em base diária, realizar o encontro entre a oferta e a procura de gás natural na rede de transporte. Essas tolerâncias correspondem, na prática, a um acesso implícito ao *linepack*, ou seja, o operador da rede de transporte assume, sem uma imputação unívoca de custos, o balanço dos agentes de mercado, desde que os desvios se situem dentro das respetivas tolerâncias individuais. O custo deste serviço de base (balanço residual) é incorporado nas tarifas de uso da rede de transporte, sendo o acesso implícito ao *linepack* proporcional à capacidade atribuída na RNTGN aos agentes de mercado.

Para além do acesso implícito ao *linepack* na rede de transporte, aplica-se, de forma explícita, um regime de acesso a terceiros regulado (rTPA) para a armazenagem de gás natural no armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines. A ERSE aprova os mecanismos de atribuição de capacidade e as tarifas de uso para as referidas infraestruturas, salvaguardando a existência de capacidade disponível para a gestão comercial dos agentes de mercado.

A ERSE monitorizou as condições de acesso às infraestruturas de armazenamento, em especial as situações potenciais de congestionamento na infraestrutura do Carriço, verificadas em 2011, salientando até ao momento ter havido disponibilidade de capacidade para as solicitações dos agentes de mercado.

#### 4.2.1.3 ACESSO A TERCEIROS AO ARMAZENAMENTO

No SNGN aplicou-se em 2011 o regime de acesso a terceiros regulado à aplicação do regime de acesso negociado a terceiros às infraestruturas de armazenamento de gás natural. De salientar que o Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, estabelece que quanto ao acesso de terceiros às redes, mantém-se a matriz do acesso regulado às infraestruturas do SNGN, abrindo-se, no entanto, a possibilidade de novas concessões para o armazenamento subterrâneo, não destinado à constituição e manutenção de reservas de segurança, beneficiarem de um regime de acesso negociado.

#### 4.2.1.4 LIGAÇÕES

A regulamentação em vigor não estabelece qualquer indicador nem padrão relativo às ligações às redes, obrigando, contudo, os operadores de redes a enviar semestralmente à ERSE informação sobre o números de ligações efetuadas, comparticipação dos requisitantes discriminadas por tipo de elementos, extensão total dos elementos construídos, prazos médios de orçamentação e prazos médios de execução e o número de alterações em ligações existentes.

O RQS prevê um indicador geral e respetivo padrão para a reparação de avarias na alimentação individual do cliente. Trata-se de uma obrigação imposta aos operadores de redes. Assim, após comunicação do cliente, o operador de rede deve chegar à instalação do cliente, com vista à reparação, no prazo máximo de 4 horas (clientes domésticos) e de 3 horas (clientes não domésticos), em 90% das situações avaliadas num ano gás<sup>7</sup>.

#### 4.2.1.5 QUALIDADE DE SERVIÇO

O RQS do sector do gás natural prevê a monitorização da qualidade de serviço neste sector prestada pelos vários operadores das infra-estruturas, abrangendo três áreas: continuidade de serviço, características do gás natural e pressão de fornecimento a clientes. O RQS define as regras de avaliação e caracterização da qualidade do serviço de fornecimento de gás natural, e aplica-se aos clientes, aos comercializadores e aos operadores das infraestruturas do sector.

O relatório anual da qualidade de serviço do sector do gás natural publicado pela ERSE tem por objetivo caracterizar, de modo sumário, a qualidade de serviço prestada pelas entidades do sector do gás natural, de acordo com o estipulado no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Em relação ao terminal de GNL, estão estabelecidos indicadores gerais de continuidade de serviço com o objetivo de avaliar o serviço prestado por esta infraestrutura nos seguintes processos: receção de GNL

---

<sup>7</sup> Ano gás corresponde a um período de 12 mês, compreendido entre o dia 1 de julho de um ano e o dia 30 de junho do ano seguinte, para o qual são definidas as tarifas de gás natural e é elaborado o relatório de qualidade de serviço.

proveniente dos navios metaneiros, carga de camiões-cisterna com GNL (para fornecimento das unidades autónomas de GNL) e injeção de gás natural na rede de transporte.

No ano gás 2010-2011, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do terminal de GNL foram os seguintes:

- O número de atrasos no enchimento de camiões cisterna aumentou 64% face ao ano gás anterior, sendo as principais causas de atraso a indisponibilidade das baías de enchimento e problemas técnicos e indisponibilidades de operação no terminal de GNL. De acordo com a REN Atlântico, estes desvios deveram-se à instalação de um novo sistema de controlo em outubro de 2010 e à greve dos trabalhadores da REN que decorreu durante o mês de março de 2011. Face ao aumento do número e do tempo de atraso no enchimento de camiões cisterna, a ERSE recomendou à REN Atlântico o acompanhamento deste processo.
- Não ocorreu nenhum atraso no processo de descarga dos navios metaneiros.
- As nomeações de injeção de gás natural para a rede de transporte registaram cumprimento de 100%, à semelhança do passado recente.

Em termos da continuidade de serviço associada ao armazenamento subterrâneo importa avaliar a gestão dos fluxos de gás natural entre esta infraestrutura e a rede de transporte. No ano gás 2010-2011 há a destacar positivamente o cumprimento do estabelecido regulamentarmente em relação ao cálculo de indicadores por parte da REN Armazenagem.

A avaliação da continuidade do serviço de fornecimento da rede de transporte é efetuada através de indicadores gerais que consideram o número e a duração das interrupções aos pontos de entrega. Nos dois últimos anos não ocorreram interrupções na rede de transporte.

Nas redes de distribuição, tal como na rede de transporte, o desempenho é avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções. Das 11 redes de distribuição existentes, 4 não registaram interrupções (Sonorgás, Beiragás, Dianagás e Paxgás) e apenas 1% das 1 239 344 instalações de clientes registaram interrupções, sendo que nenhum cliente foi afetado por mais do que uma interrupção. A grande maioria (83%) das interrupções ocorridas nas redes de distribuição é devida a casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.), motivados por intervenção de terceiros nas redes. Relativamente à duração das interrupções, 86% das instalações afetadas registaram uma duração superior a 3 horas. Os padrões estabelecidos para os valores dos vários indicadores foram cumpridos.

Nos três últimos anos foram respeitados todos os limites estabelecidos no RQS para as características do gás natural.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. A pressão de fornecimento foi monitorizada em 527 pontos das redes de distribuição, tendo-se registado o aumento do número de pontos com monitorização permanente nas redes de 3 operadores (Lisboagás, Lusitaniagás e Portgás).

Em 2011, verificaram-se situações pontuais de não cumprimento dos limites da pressão estabelecidos na legislação aplicável e nas metodologias de monitorização que, de acordo com os operadores das redes de distribuição, não tiveram impacto no fornecimento de gás natural aos clientes.

#### 4.2.1.6 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em 2011 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda, conforme estabelecido no artigo 46.º da Diretiva 2009/73/CE.

#### 4.2.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS E CUSTOS DE LIGAÇÃO

##### **PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL**

Em 2011, manteve-se a metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Infraestruturas de gás natural.

O cálculo das tarifas obedece à metodologia de cálculo previamente estabelecida no RT. A ERSE tem a responsabilidade de elaboração e publicação do RT, sendo a sua aprovação precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário. O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente.

Com o objetivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas, caracteriza-se sucintamente o sistema tarifário português.

Assim, consideram-se as tarifas de acesso às infraestruturas que são aplicadas a todos os consumidores de gás natural pelo acesso às infraestruturas em questão, mais precisamente as tarifas de Acesso às Redes, de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Estas tarifas de acesso às infraestruturas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente, podem ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram a energia diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação.

## PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2011

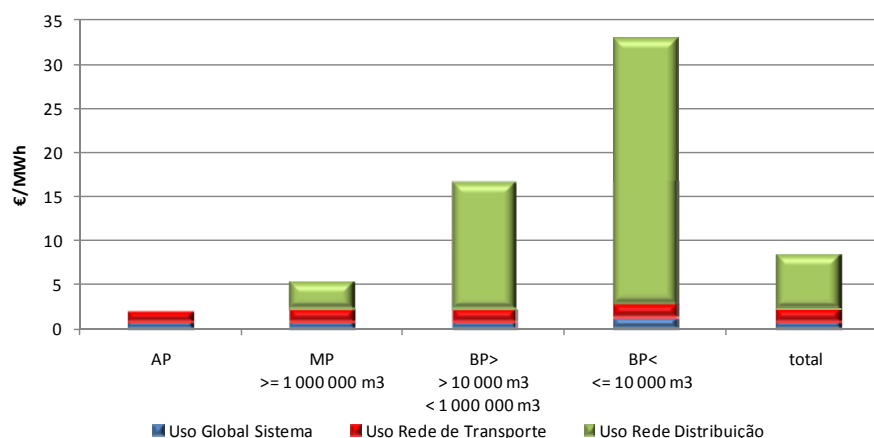
A variação das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2011-2012, relativamente ao ano gás anterior 2010-2011, constam do quadro seguinte.

**Quadro 4-1 – Variação das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2011-2012**

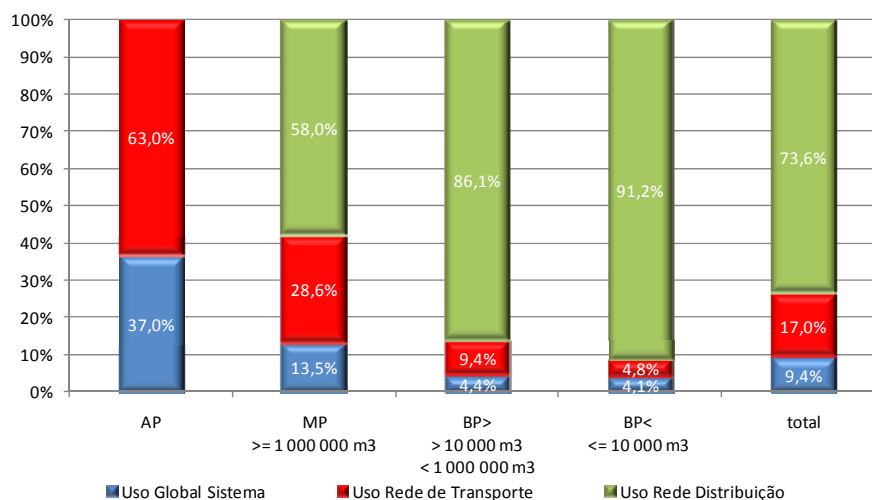
Tarifas de acesso às redes	Varição tarifária 2011-2012/2010-2011
Cientes em BP (até 10 000 m3/ano)	-6,0%
Tarifas de acesso às redes	Varição tarifária 2011-2012/2010-2011
Cientes em AP (não inclui TGCC)	-4,5%
Cientes em MP e BP (acima de 10 000 m3/ano)	-6,9%
Tarifas de Acesso à Rede de Alta Pressão	Varição tarifária 2011-2012/2010-2011
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	9%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-6%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-43%

Nas figuras seguintes apresenta-se ainda, para cada nível de tensão, a decomposição e estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O acesso em alta pressão não inclui os centros electroprodutores.

**Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes**



**Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes**



#### TARIFAS E ATIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

No sector do gás natural existem diversas atividades reguladas cujos proveitos permitidos são estabelecidos pela ERSE.

Para cada uma das atividades reguladas são aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Uso do Armazenamento Subterrâneo, Uso da Rede de Distribuição em MP, Uso da Rede de Distribuição em BP, Energia e Comercialização.

Os preços das tarifas em cada atividade são determinados tal que, por um lado, a sua estrutura seja aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais e, por outro, que os proveitos permitidos em cada atividade sejam recuperados.

#### ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Os clientes que pretendam utilizar as infraestruturas de gás natural, nomeadamente as redes, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo, devem pagar as respetivas tarifas de acesso.

O acesso às redes é pago por todos os consumidores de gás natural. As tarifas de acesso às redes são obtidas por adição das seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade.

Na medida em que as tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, esta realidade permite evitar subsidiação cruzada entre clientes e garantir uma afetação eficiente de recursos.



A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo apenas são pagas pelos utilizadores destas infraestruturas.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por atividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MP e, em que termos de faturação, esse valor é considerado. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

### **FORMAS DE REGULAÇÃO NO APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

O ano de 2011 foi o segundo ano de aplicação das novas formas de regulação estabelecidas em 2009 para o triénio 2010/2011 a 2012/2013. Tal como mencionado nos relatórios dos anos anteriores, a ERSE avaliou as formas de regulação das atividades do sector do gás natural, tendo daí resultado algumas alterações.

A definição das metas de eficiência das empresas de distribuição de gás natural teve por base um estudo de *benchmarking* de âmbito nacional com a aplicação de métodos paramétricos (OLS com *panel data*) e não paramétricos (DEA). No caso da atividade de Comercialização, dado tratar-se de uma atividade de menor dimensão, a definição das metas de eficiência não careceu de nenhuma análise de *benchmarking*, mas antes de uma análise de dados históricos da empresa.

Os fatores de eficiência anuais aplicados aos custos unitários variaram entre (i) 0,5% e 3,8% por empresa, no caso da distribuição e (ii) 3% para todos os comercializadores de último recurso.

Tal como para o mercado elétrico, a consolidação do processo de extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais do mercado do gás natural veio reforçar a necessidade de desenvolver medidas que socializam por todos os consumidores parte dos custos associados à liberalização deste mercado e garantindo-se o desenvolvimento.

### **CONTESTAÇÃO DE DECISÃO**

Em matéria de recurso de uma decisão ou metodologia utilizada pela entidade reguladora, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 41.º da Diretiva, as concessionárias das redes de distribuição de gás natural, intentaram contra a ERSE ações judiciais, impugnando a fixação das tarifas de uso das redes referentes aos anos gás:

- 1 de julho de 2010 a 30 de junho de 2011

- 1 de julho de 2011 a 30 de junho de 2012

Estas ações não têm efeito suspensivo até que seja proferida uma sentença e encontram-se em fase de instrução e julgamento no tribunal administrativo competente.

#### **LIGAÇÕES ÀS REDES**

As condições comerciais de ligação às redes de gás natural são estabelecidas pela ERSE. As regras e os encargos de ligação de instalações às redes têm em consideração critérios de racionalidade económica, isto é, aderência aos custos de construção da ligação e a necessidade de assegurar a acessibilidade dos consumidores ao serviço de fornecimento de gás natural. As regras são aprovadas pela ERSE na sequência de processos de consulta pública em que participam todos os interessados. As regras aplicáveis às ligações às redes foram atualizadas em 2011.

#### **PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNTIAT**

Em abril de 2011, de acordo com o estabelecido no n.º 5 do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, a DGEG enviou à ERSE, para parecer, a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT referente ao período compreendido entre o 2.º semestre de 2011 e o 1.º semestre de 2014.

Este plano envolve as principais opções de desenvolvimento e investimento na rede de transporte e infraestruturas de armazenamento subterrâneo e terminal de GNL no período indicado.

Efetuada a análise do referido documento, e tendo em conta as recomendações formuladas pelos Conselhos Consultivo e Tarifário, em Setembro 2011, a ERSE emitiu um parecer positivo condicionado, fazendo-o acompanhar de um conjunto de recomendações, pelo facto de os cenários utilizados nas principais decisões de investimento estarem desajustados da conjuntura económica.

#### **4.2.3 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL DAS INTERLIGAÇÕES**

A ERSE é responsável pela aprovação dos mecanismos de atribuição de capacidade, incluindo também as regras e procedimentos para a gestão de congestionamentos, sob propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das infraestruturas do SNGN. Na sequência das referidas propostas a ERSE promove consultas a todos os interessados, revendo se necessário e fazendo as alterações que considere pertinentes.

Neste contexto, foram aprovados mecanismos de atribuição de capacidade para a RNTGN, o terminal de GNL e as infraestruturas de armazenamento subterrâneo. No que respeita aos mecanismos de gestão de procedimentos, a escassez de capacidade de armazenamento motivou a aprovação de regras e

procedimentos a aplicar às infraestruturas de armazenamento no que respeita a esta matéria. Em contrapartida, havendo capacidade excedentária na rede transporte e no terminal de GNL de Sines, não houve a necessidade de aprovar mecanismos de resolução de congestionamentos para estas infraestruturas, estando, porém, estabelecidos no Regulamento de Acesso às Redes Infraestruturas e Interligações (RARII) os princípios orientadores para a sua aprovação.

No ano 2011 não se verificaram congestionamentos nas infraestruturas do SNGN. Por outro lado, os mecanismos de atribuição de capacidade em vigor apenas atribuem capacidade num horizonte anual, ou seja, não são atribuídos compromissos de longa duração.

A ERSE tem assumido as *Framework Guidelines on Capacity Allocation*, aprovadas e publicadas pela Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), como linhas orientadoras dos documentos cuja aprovação é da sua responsabilidade e que consagram o enquadramento regulamentar aplicável em Portugal.

#### **ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES**

No âmbito da iniciativa regional do gás do sul da Europa, do ACER que pretende implementar um mercado regional de gás natural, estabeleceu-se como prioritária a harmonização dos mecanismos de atribuição de capacidade nos três países da região sul (Portugal, Espanha e França). Desta forma, segundo as diretrizes da Europa e no contexto do MIBGAS, os operadores das redes interligadas de Portugal e Espanha, deverão atribuir capacidade nas suas interligações através de um Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha (Valença do Minho e Campo Maior).

Os trabalhos para a implementação do Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha foram iniciados em 2011, tendo como enquadramento as *Framework Guidelines on Capacity Allocation* publicadas pela ACER. A aprovação deste mecanismo é da responsabilidade da ERSE e da CNE, sendo sujeito a consultas alargadas a todos os *stakeholders*.

Pretende-se com o Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha harmonizar os procedimentos para atribuição de capacidade, implementando produtos *bundled*, eliminando as diferenças que presentemente se verificam nas metodologias aplicadas em cada um dos lados da fronteira. Contudo, será necessário aguardar pela conclusão de alguns contratos de uso da rede de transporte no lado espanhol, cujos compromissos em matéria de capacidade constangem uma aplicação mais alargada deste conceito. Este mecanismo terá efeitos a partir de setembro de 2012, atribuindo capacidade anualmente mediante leilões com uma discriminação mensal.

## COOPERAÇÃO

O ano de 2011 ficou marcado pela cooperação entre a ERSE e a CNE para o estabelecimento de um Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha, conforme se referiu anteriormente.

Os operadores das redes de transporte português e espanhol têm mantido uma cooperação estreita tendo em vista a interoperacionalidade dos dois sistemas. Esta cooperação era materializada em acordos de gestão das interligações Portugal/Espanha sem, no entanto, haver harmonização dos produtos de capacidade para as interligações. Na sequência da decisão de implementação do Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha a cooperação entre operadores passou a ser mais efetiva tendo sido estabelecidos objetivos mais ambiciosos no âmbito da atribuição de capacidade nas interligações. Assim, os operadores de ambos os países cooperaram para a implementação de um mecanismo de atribuição de capacidade num *Virtual Interconnection Point* (VIP), realização de leilões conjuntos para o referido VIP e reconhecimento dos agentes de mercado de ambos os sistemas.

A ERSE e a CNE, para além dos produtos de capacidade, desenvolveram esforços no sentido de eliminar progressivamente o *pancaking* tarifário e o reconhecimento mutuo dos agentes de mercado.

No que diz respeito ao primeiro aspeto, assume particular relevância a harmonização dos sistemas tarifários de acesso às redes. Em particular, é necessário estudar as distorções e dificuldades que podem resultar da aplicação de tarifas de acesso aos trânsitos entre Espanha e Portugal para a criação de um mercado ibérico, devendo ser analisados os efeitos de *pancaking* e de discriminação entre fluxos domésticos e trânsitos. Neste contexto a ERSE e a CNE elaboraram, em 2011, um estudo comparativo das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos trânsitos entre Portugal e Espanha, tendo a consulta pública aos interessados sido lançada em janeiro de 2012, para recolher as suas propostas sobre a harmonização tarifária. Seguir-se-á a análise dos comentários recebidos e a elaboração de uma proposta de regras de tarifas de acesso às redes a aplicar aos trânsitos no MIBGAS que permita a sua aplicação em cada estado pelas autoridades competentes para a fixação de tarifas de acesso.

## MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DO OPERADOR DA RNT

No ano de 2011 foi apresentado pela REN o Plano de Desenvolvimento e Investimentos da RNTIAT (PDIR) para o período compreendido entre o 2º semestre de 2011 e o primeiro semestre de 2014, tendo um horizonte temporal global de 2011 até ao final de 2020.

Este plano está enquadrado no Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho, o qual foi revisto no ano de 2011 através do Decreto-Lei n.º 77/2011 de 20 de junho, tendo em vista a adoção para o enquadramento legislativo nacional do estabelecido no terceiro pacote de legislação comunitária sobre o mercado interno

do gás natural. Neste contexto, o PDIR, apresentado no início de 2011 pela REN, já integrou a abordagem estabelecida na Diretiva 2009/73/CE, bem como as normas do Regulamento CE n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro em matéria de segurança do abastecimento ao território nacional.

A ERSE apresentou, no início do segundo semestre de 2011, o parecer ao PDIR condicionando a sua posição a uma revisão em baixa das previsões para a procura de gás natural a nível nacional, mais consentânea com a atual conjuntura económica. No seu parecer a ERSE levou em linha de conta a coerência entre o PDIR e o plano do ENTSG para o desenvolvimento nas redes e infraestruturas europeias, em especial as infraestruturas para as quais existiam decisões formais para a sua concretização.

Numa base anual, prévia à publicação das tarifas para o sector do gás natural, a ERSE avalia os investimentos em curso, salvaguardando a coerência entre os montantes apresentados para os projetos de investimento e os submetidos pela REN em sede de PDIR.

#### 4.2.4 OBSERVÂNCIA / CONFORMIDADE

Para efeitos de transposição da Diretiva 2009/73/CE, para o ordenamento jurídico nacional, foi publicado o Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho.

Este diploma veio estabelecer objetivos gerais da regulação da ERSE e atribuir as necessárias competências para a prossecução desses objetivos.

No âmbito das competências que lhe foram cometidas pelos seus Estatutos e demais legislação aplicável, a ERSE tem cumprido as obrigações inerentes à sua qualidade de regulador, para tanto:

- I) Emite decisões vinculativas sobre as empresas de gás natural;
- II) Desenvolve inquéritos sobre o funcionamento do mercado de gás natural;
- III) Tem a capacidade de exigir às empresas de gás natural informações relevantes para o cumprimento das suas funções.

A ERSE intervém diretamente na resolução de litígios, fomentando o recurso à arbitragem voluntária e fazendo uso de outros mecanismos de resolução de litígios de caráter voluntário, através dos quais pode recomendar a resolução de casos concretos.

A ERSE promove inspeções frequentes aos registos de reclamações e às instalações dos comercializadores de gás natural para aferir da sua conformidade à lei e aos regulamentos do sector, designadamente no que se refere às obrigações específicas relativas ao Livro de Reclamações.

#### 4.2.5 RECLAMAÇÕES E PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

Em 2011 a ERSE recebeu 4.561 reclamações, das quais 1.237 relativas ao sector do gás natural.

No sector do gás natural a faturação é também o tema que justifica o recurso à ERSE pelos reclamantes, seguido da qualidade de serviço e assuntos relativos ao contrato de fornecimento.

De realçar que no sector do gás natural a qualidade de serviço refere-se em exclusivo a questões relativas ao atendimento comercial no balcão e atendimento telefónico, visitas técnicas combinadas, entre outros.

Em 2011, a ERSE recebeu um total de 880 pedidos de informação, dos quais 130 (cerca de 15%) referem-se ao sector do gás natural.

### 4.3 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

#### 4.3.1 SUPERVISÃO DE PREÇO NOS MERCADOS GROSSISTAS E RETALHISTAS

##### 4.3.1.1 MERCADO GROSSISTA

O mercado grossista de gás natural em Portugal não tem propriamente uma referência de formação de preço assente num mercado organizado ou regulamentado. Por outro lado, Portugal não é um produtor de gás natural, pelo que a negociação e o aprovisionamento constituem o primeiro segmento da cadeia de valor do sector.

Neste âmbito, o aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha (Campo Maior e Valença) e do terminal portuário de Sines (terminal de GNL), subsistindo uma lógica de contratos de longo prazo.

O aprovisionamento de gás natural através das interligações está fundamentalmente centrado na contratualização entre a Sonatrach e o grupo Galp, a qual prevê a existência de obrigações de aquisição e de pagamento de quantidades consumidas ou não (cláusula de take-or-pay). Esta contratualização pressupõe a existência de fornecimentos anuais na ordem de 2,5 bcm durante o período de vigência do contrato, isto é, até 2020.

O fornecimento através do terminal está, no essencial, assente em contratos com a mesma natureza, sendo o GNL proveniente da Nigéria. Esta contratualização obedece a regras de preço definidas nos contratos, estando subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual.

Outros agentes com menor expressão no mercado português mobilizam gás natural a partir de Espanha o qual conta com um mercado grossista líquido, com fornecimentos a partir da Argélia, Nigéria, Trinidad e Tobago, Egito, Qatar, Oman, Noruega, Líbia, Guiné Equatorial e outros.

#### 4.3.1.2 MERCADO RETALHISTA

##### **METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS VERIFICADOS NO MERCADO RETALHISTA**

A ERSE tem a função de monitorizar o mercado de gás natural a retalho, assim como informar os consumidores e os restantes agentes, procurando fomentar a transparência como fator crítico para a eficiência. Neste âmbito, compete-lhe analisar a evolução do mercado a vários níveis, de entre os quais o referente aos preços praticados. Esse acompanhamento dos preços no mercado é complementado pelos relatórios produzidos pelos organismos oficiais (INE e EUROSTAT) e reveste-se de grande importância para os intervenientes no sector elétrico.

Os comercializadores de gás natural devem enviar à ERSE anualmente os preços de referência<sup>8</sup> e publicá-los, bem como enviar trimestralmente os preços médios efetivamente praticados pelos comercializadores no mercado retalhista.

Com o objetivo de definir uma metodologia de monitorização de preços de referência e de preços médios praticados pelos comercializadores de gás natural, a ERSE deu início, em 2010, ao processo de estabelecimento das regras de monitorização de preços de referência e preços médios praticados no mercado retalhista de gás natural, com base em consulta aos comercializadores a atuar em Portugal Continental. As novas regras foram publicadas em dezembro de 2010, tendo o exercício de supervisão dos preços tido início em 2011.

Os preços de referência enviados pelos vários comercializadores a atuarem no mercado, em Portugal continental, vão permitir à ERSE disponibilizar, ainda em 2012, no seu sítio na Internet um Simulador de Preços para instalações com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>. Os preços médios praticados, que começaram a ser fornecidos à ERSE apenas em 2011, ao abrigo do referido despacho, permitirão a constituição de uma base de dados visando a análise do funcionamento do mercado retalhista.

---

<sup>8</sup> Por preços de referência deve entender-se o conjunto de tarifas, opções tarifárias e os respetivos preços e indexantes por variável de faturação oferecidos pelos comercializadores aos seus clientes, bem como as condições de aplicação das tarifas, designadamente as características de consumo mínimas, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços.

#### 4.3.2 MONITORIZAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DOS MERCADOS.

##### 4.3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Apesar de se encontrar em curso um processo de sistematização das regras de transparência e integridade de mercado a nível europeu, reconhece-se que a utilização de mecanismos de contratação a longo prazo do gás natural, dificulta a transparência e simetria de informação no mercado. Este é também o caso do sector do gás natural em Portugal, onde, apesar da existência de mecanismos regulados de contratação grossista, a informação sobre o funcionamento do mercado é ainda reduzida.

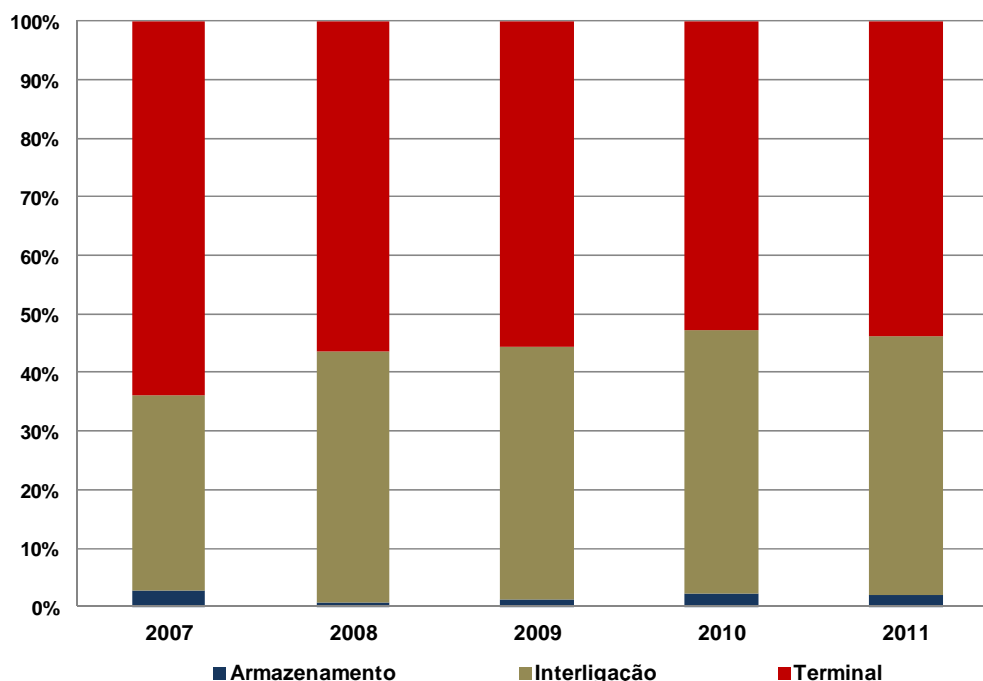
De resto, a inexistência de um hub específico para negociação no contexto ibérico, que permita explicitar uma referência de preço e o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo, constitui uma dificuldade acrescida na tarefa de dotar o mercado de gás natural de mais informação e transparência.

Sendo certo que a informação sobre a caracterização das transações integra ela própria informação comercialmente sensível, resulta evidente que no contexto regulatório é possível prever a existência de mecanismos que, por um lado assegurem a salvaguarda da informação comercialmente sensível e, por outro lado, concretizem as condições de integridade do mercado e da sua transparência.

Uma vez que Portugal não dispõe de produção própria, os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria, fundamentalmente através de contratos *take-or-pay* de longo prazo. A caracterização do aprovisionamento é efetuada na , onde se pode observar que, nos últimos quatro anos, o terminal (contratos de GNL com proveniência da Nigéria) assegurou a maior parte do gás natural introduzido no mercado português, com o valor de 2011 a representar cerca de 54% do volume total de gás contratado. Ainda que permaneça como a principal via de aprovisionamento no período caracterizado, é notória uma descida gradual da importância do terminal por contraponto à utilização da interligação, tanto na entrada de Campo Maior como na entrada de Valença. De resto, esta última, no início da década de 2000 era fundamentalmente utilizada para trânsitos internacionais para Espanha, observando continuamente um sentido exportador, facto que se inverteu ao longo dos últimos quatro anos.



Figura 4-3 – Repartição do aprovisionamento por infra-estrutura



O enquadramento legal do sector, designadamente o que decorre dos diplomas legais publicados durante o ano de 2006, veio consagrar a existência, quer da separação de actividades, quer da lógica de funcionamento do sector em regime de mercado. Neste sentido, os próprios contratos de aprovisionamento do tipo *take or pay* submetem-se a um regime que permite a colocação de quantidades contratuais em mercado através da realização de leilões de libertação de quantidades excedentárias de gás natural.

Em 2009, a ERSE estabeleceu a existência de leilões de libertação de quantidades excedentárias de gás natural, vigorando o primeiro deles para o ano gás 2009-2010. Com o intuito de dar estabilidade ao processo de liberalização do sector e dotar os agentes de mercado de alguma previsibilidade na programação das suas operações, a ERSE definiu a realização de leilões idênticos para os dois anos gás seguintes.

A concretização do primeiro leilão de libertação de quantidades de gás natural permitiu a colocação de cerca de 300 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural (equivalente a cerca de 3.500 GWh), destinados a promover a desconcentração do mercado grossista de gás. Com esta medida, foi colocada à disposição dos agentes não dominantes o equivalente a cerca de 6% da procura global de 2009.

De entre os três leilões anuais previstos inicialmente, apenas o leilão respeitante ao ano gás 2009-2010 foi efetivamente concretizado (a 10 de fevereiro de 2009), tendo os restantes dois leilões (para o ano gás 2010-2011 e para o ano gás 2011-2012) sido objeto de comunicação pela ERSE quanto à sua não

concretização por se não terem reunido as condições mínimas para assegurar condições de concorrência na colocação das quantidades de gás a leiloar.

#### 4.3.2.2 MERCADO RETALHISTA

##### **EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS**

Em Portugal continental, o mercado de venda a clientes finais assenta na coexistência de um sistema regulado de tarifas integrais aplicáveis pelo CUR e de um sistema de funcionamento em mercado em que a componente de energia é de contratação livre. As tarifas de Acesso às Redes sendo pagas por todos os consumidores ou pelos comercializadores em sua representação são incluídas quer nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR, quer nas tarifas aplicadas de forma livre pelos comercializadores de mercado. Nas tarifas de Venda a Clientes Finais, reguladas pela ERSE, esta inclusão é feita diretamente através de uma metodologia de aditividade tarifária.

A partir de 1 de julho de 2010 verificou-se a extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais de gás natural aplicáveis a consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>. Assim, no ano gás 2010-2011 vigoram tarifas de venda transitórias, publicadas pela ERSE, a aplicar aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e calculadas por aplicação de um fator de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de comercialização regulada. O referido agravamento é aplicado de forma a incentivar a transferência de clientes da tarifa transitória para o mercado livre, por opção dos clientes, durante o período transitório. Os CUR devem, até 31 de dezembro de 2012, continuar a fornecer gás natural aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> que não tenham contratado no mercado o seu fornecimento.

As tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> são extintas:

- A partir de 1 de julho de 2012, para os clientes finais com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup>;
- A partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>.

A partir das datas referidas, os novos contratos de venda de gás natural a clientes finais são obrigatoriamente celebrados em regime de preços livres.

Os CUR devem continuar a fornecer gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre, de acordo com os seguintes termos:

- Para os clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> e superior a 500 m<sup>3</sup>, até 31 de dezembro de 2014.

- Para os clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 500 m<sup>3</sup>, até 31 de dezembro de 2015.

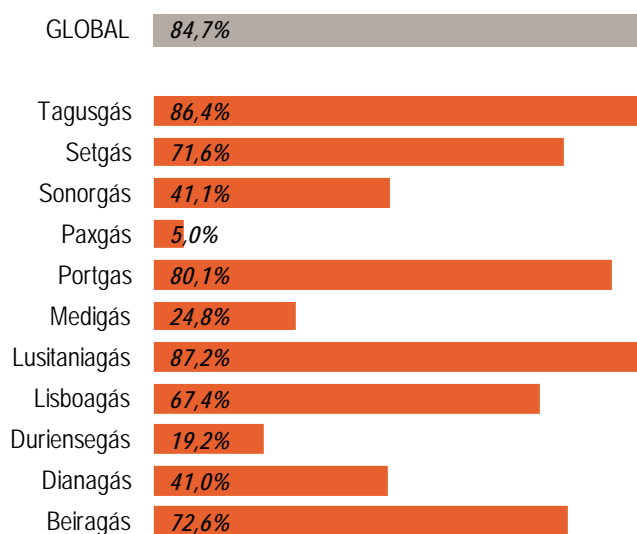
Durante os referidos períodos transitórios e à semelhança do que sucedeu nos níveis de pressão superiores, vigoram tarifas de venda transitórias, publicadas pela ERSE e calculadas por aplicação de um fator de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de comercialização regulada.

#### **EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO**

Em 2011, foi transposto para o quadro legislativo nacional do sector do gás natural o enquadramento definido no Terceiro Pacote, sendo a atividade de comercialização inserida no contexto de mercado e deixando para a comercialização de último recurso um papel residual no âmbito da proteção dos clientes vulneráveis. Assim, o legislador nacional definiu o calendário de extinção das tarifas reguladas dos comercializadores de último recurso, tendo iniciado o processo a partir dos consumidores de maior dimensão. Desde julho de 2010, são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

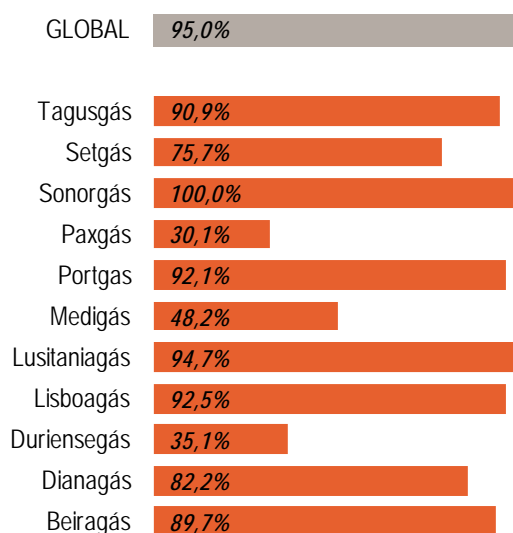
Em termos de abertura efetiva do mercado, excluindo-se o conjunto dos fornecimentos aos centros electroprodutores em regime ordinário, a Figura 4-4 apresenta a parte do mercado (em consumo), no ano de 2011, que se encontra a ser abastecido por um comercializador em regime de mercado, sendo essa informação explicitada para as redes de distribuição com exceção de duas de menor dimensão, para as quais se não apuraram valores). É observável que, do total do consumo com exceção dos centros electroprodutores, mais de dois terços são assegurados por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

**Figura 4-4 – Abertura efetiva do mercado de gás natural**  
**Total do consumo em energia, excluindo centros electroprodutores**



Atendendo a que, durante o ano de 2010, se procedeu à extinção das tarifas reguladas para os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, importa verificar igualmente a concretização da abertura de mercado em 2011 no segmento de clientes para os quais se aplica a extinção tarifária, facto que se explicita na Figura 4-5.

**Figura 4-5 - Abertura efetiva do mercado de gás natural**  
**Cientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (Energia)**



De forma global, os valores específicos ao segmento de clientes com tarifa extinta (clientes com consumo anual superior a 10 000m<sup>3</sup>) seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar

que mais de 90% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.

A gestão do processo de mudança de comercializador está atribuída ao operador da rede nacional de transporte (REN Gasodutos), sendo os procedimentos e os prazos de mudança de comercializador aprovados pela ERSE. Neste sentido, os referidos procedimentos vieram a ser publicados em 5 de março de 2009.

Como referido anteriormente, a REN Gasodutos é a entidade encarregue de operacionalizar o processo de mudança de comercializador e, com esse propósito, iniciou em 2009 a implementação da plataforma logística para o efeito. Este processo foi faseado, com o intuito de dar resposta à abertura de mercado a todos os consumidores industriais e de permitir a mudança de comercializador para os consumidores domésticos.

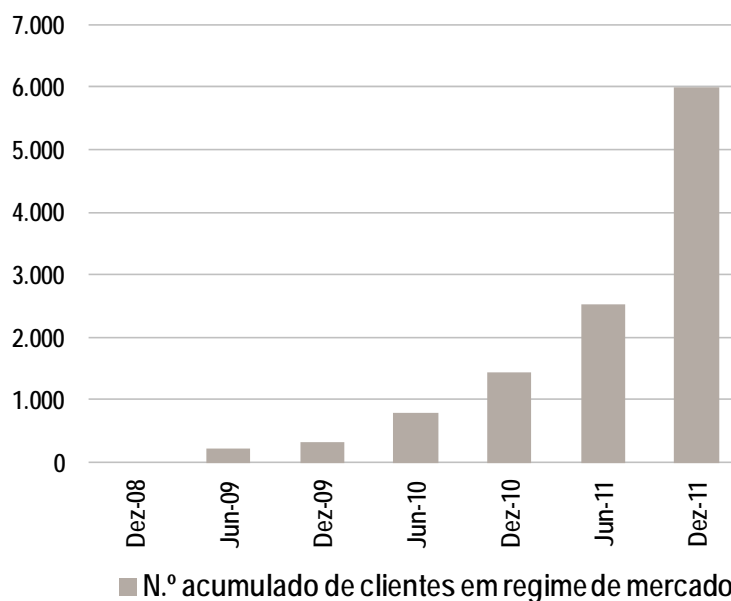
Ao longo de praticamente todo o ano de 2010 e ainda em 2011, a plataforma de mudança de comercializador foi sendo melhorada com a introdução de funcionalidades que permitem aos agentes efetuar mudanças de comercializador através de procedimentos automatizados, assim como incluir as necessárias ferramentas de produção de informação de acompanhamento do processo, desde logo pela ERSE.

Em 2011, a informação obtida, nomeadamente a que se refere à estrutura do mercado em cada rede de distribuição, continuou a não verificar a consistência e a regularidade preconizadas pela ERSE, facto que foi insistentemente comunicado aos diferentes intervenientes.

Contudo, com base na informação disponível, é possível efetuar-se uma caracterização do mercado retalhista de gás natural para 2011 de forma um pouco mais aprofundada que o que foi possível nos anos anteriores. Com base na informação processada pelo gestor de mudança de comercializador, o número de clientes que transitou de fornecimento à tarifa para a carteira de um comercializador de mercado ou que iniciou consumo diretamente no mercado liberalizado foi, em 2011, cerca de 313% superior ao que se observara em 2010.

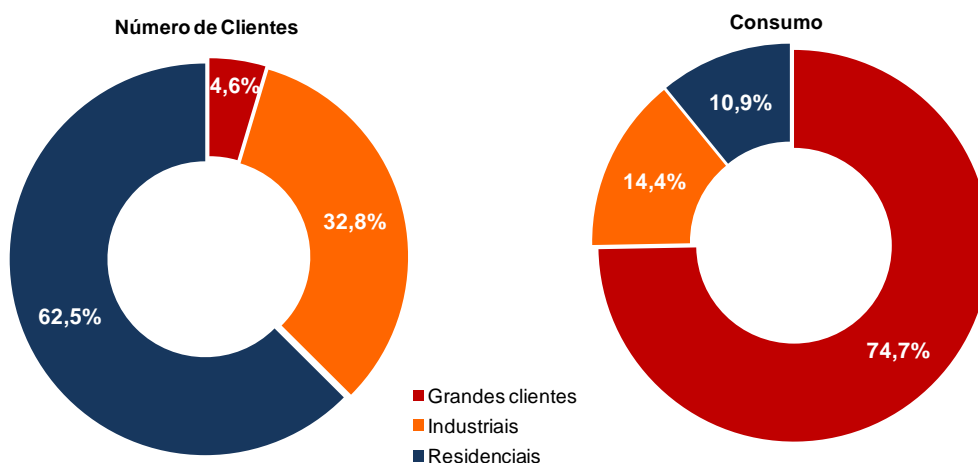
A Figura 4-6 apresenta a evolução do número acumulado de clientes no mercado liberalizado entre final de 2008 e final de 2011, cujo processo de escolha do novo comercializador se processou através da plataforma gerida pela REN Gasodutos. Da referida figura é possível extrair que, em final de 2011, já mais de 6 000 consumidores haviam efetuado uma migração de comercializador através da referida plataforma.

**Figura 4-6 – Número de clientes com mudança de comercializador no âmbito da plataforma gerida pela REN Gasodutos**



Dos clientes em mercado, mais de 2 200 correspondem a grandes consumidores ou consumidores do segmento industrial (consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>), o que se traduz em cerca de 37% do número total de consumidores em mercado livre, como se pode observar através da análise da Figura 4-7. Em termos de consumo, estes clientes representam quase 90% do total do consumo em mercado livre.

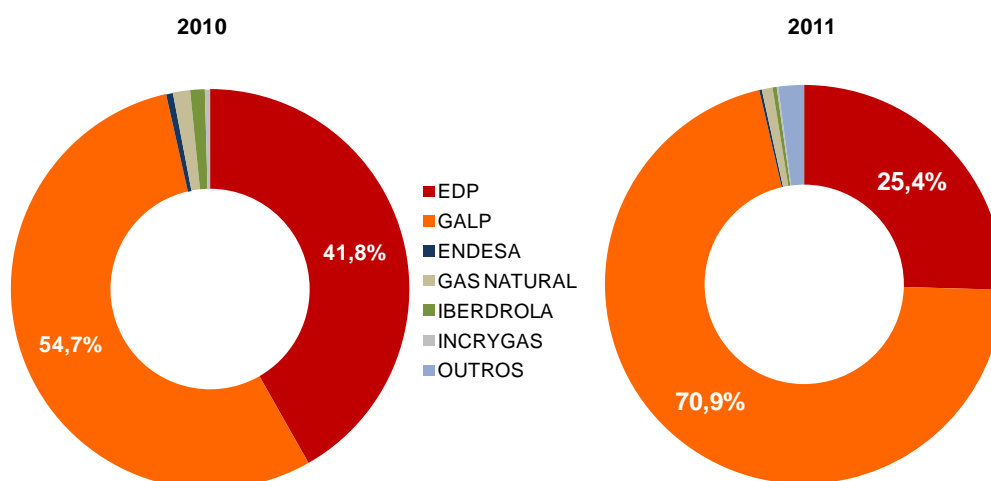
**Figura 4-7 – Repartição do número de clientes e do consumo em mercado liberalizado por segmento de cliente, em final de 2011**



No âmbito da atividade da captação de clientes por parte dos comercializadores em mercado, uma parte substancial refere-se à migração entre carteiras dos dois principais operadores. Com efeito, conforme se apresenta na Figura 4-8, cerca de 96% do número total de clientes que mudaram de comercializador em 2010 destinaram-se às carteiras da GALP ou EDP, o que reflete uma ainda elevadíssima concentração

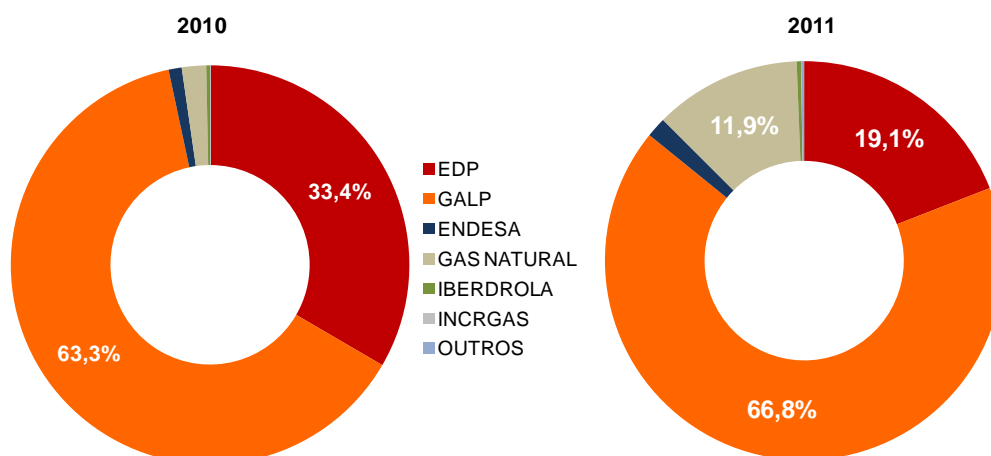
do mercado de retalho do gás. Ainda assim, em 2011 registou-se uma maior concentração num dos operadores, a GALP. Neste sentido, houve um reforço da concentração empresarial em 2011 quanto ao número de clientes em carteira.

**Figura 4-8 – Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em mercado em dezembro de 2010 e em dezembro 2011**



Com base na informação de consumos abastecidos, a Figura 4-9 apresenta a repartição do consumo por comercializador, explicitando a estrutura do mercado em 2010 e 2011. Essa estrutura mostra uma concentração empresarial que é em consumo inferior ao que se apura em termos de número de clientes. Esta informação sobre a estrutura de mercado reporta ao conjunto global dos clientes abastecidos por comercializadores em mercado.

**Figura 4-9 - Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em mercado em dezembro de 2010 e em dezembro 2011**

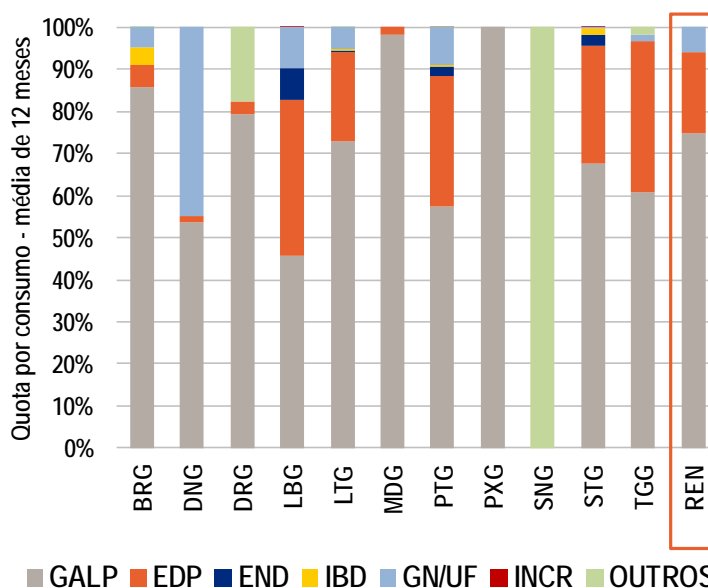


A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição é explicitada na Figura 4-10. Assim, com exceção da Lisboagás (LBG) e da Sonorgás (SNG), o grupo GALP detém uma quota de mercado superior a 50% em todas as redes de distribuição. O mesmo sucede em relação aos clientes diretamente ligados à rede de transporte, em que o grupo GALP detém uma quota de mercado em consumo abastecido de quase três quartos.

O grupo EDP ostenta a segunda posição em termos de quota de fornecimento de gás natural, com a sua posição assente nas redes de distribuição operadas pela Lisboagás (LBG), Lusitaniagás (LTG), Portgás (PTG), Setgás (STG) e Tagusgás (TGG).

O grupo Gas Natural, terceiro operador do mercado e o entrante com maior expressão, apresenta uma posição mais significativa nas redes de distribuição geridas pela Dianagás (DNG) e Lisboagás (LBG), sendo nesta última rede que a também entrante Endesa apresenta a sua maior quota de mercado.

**Figura 4-10 - Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado em 2011 e por rede de distribuição e de transporte**



#### 4.3.3 RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO

No contexto de tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais em BP com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> em 2011, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos do artigo 3.º da Diretiva 2009/73/CE.



#### **4.4 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES**

No âmbito da transposição da Diretiva 2009/73/CE, também o conteúdo do seu anexo I é reproduzido e especificado no Decreto-Lei n.º 77/2011.

Em matéria de proteção dos consumidores, considerando o disposto no referido anexo I e em outras disposições da Diretiva 2009/73/CE, salientam-se os seguintes desenvolvimentos ocorridos em 2011:

- Acompanhamento do processo de extinção das tarifas reguladas através da adoção de mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente, a possibilidade de serem fornecidos por um CUR e a adoção de instrumentos de relacionamento comercial adaptados às suas necessidades. Tais mecanismos de salvaguarda acrescem aos descontos aplicáveis aos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente à tarifa social do gás natural, estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, e ao apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), previsto no Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro.
- Criação do mecanismo da arbitragem necessária (Lei n.º 6/2011, de 10 de março) para efeitos de resolução de litígios com os clientes domésticos, os quais, por opção expressa, podem determinar que os litígios sejam submetidos aos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes, de acesso gratuito e onde funcionam tribunais arbitrais cujas decisões são vinculativas.

#### **4.5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

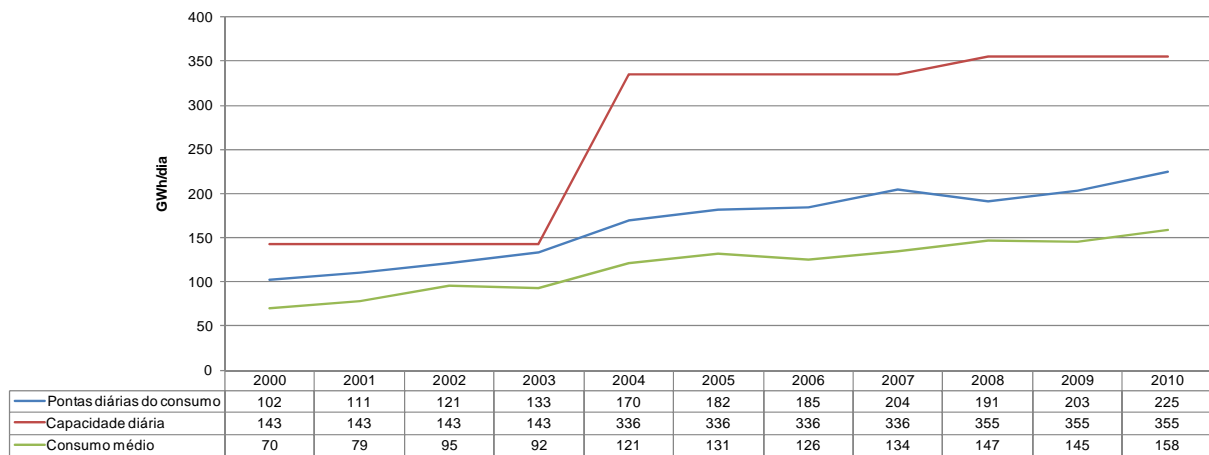
##### **4.5.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO PROCURA/OFERTA**

A Figura 4-11 apresenta a evolução da oferta de capacidade no SNGN<sup>9</sup>, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, entre 2000 e 2010.

---

<sup>9</sup> A oferta de capacidade no SNGN corresponde ao somatório das capacidades de entrada das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e ligação entre a RNTGN e o terminal de GNL de Sines.

**Figura 4-11 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio anual e pontas de consumo, entre 2000 e 2010**



Fonte: REN Gasodutos

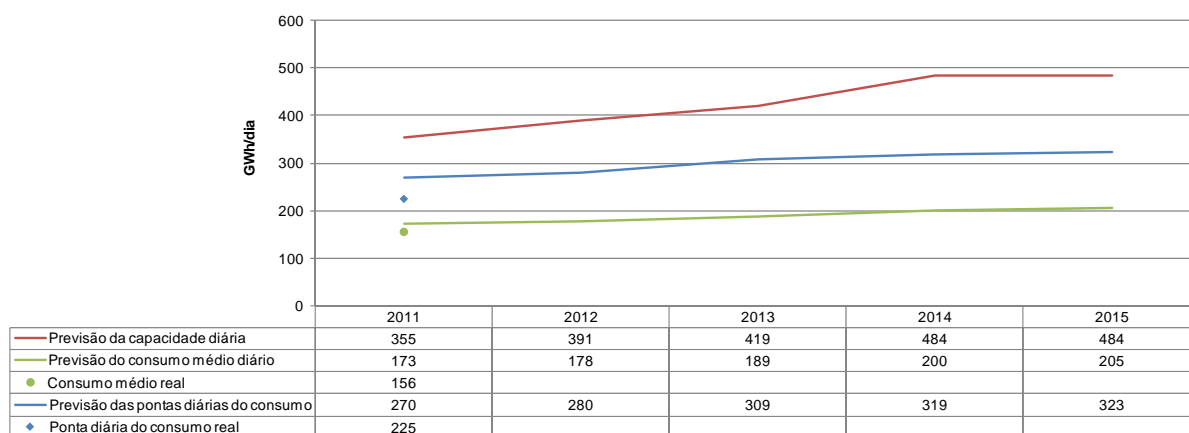
A análise da figura anterior permite constatar uma grande folga entre a oferta de capacidade no SNGN e as pontas de consumo anuais, em especial a partir da entrada em exploração do terminal de GNL de Sines no ano de 2004. No ano 2010 o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram, respetivamente, 63,4% e 44,5% da oferta de capacidade de entrada no SNGN o que é representativo da folga existente entre a capacidade disponível para fins comerciais e a capacidade utilizada.

A ERSE monitoriza a atribuição de capacidade na RNTGN, em particular o nível da capacidade existente para fins comerciais face à capacidade utilizada.

#### 4.5.2 EVOLUÇÕES PREVISTA DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-12 apresenta a previsão para as evoluções da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, de 2011 até 2015.

**Figura 4-12 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio anual e pontas de consumo, entre 2011 e 2015**



Fonte: REN Gasodutos

A figura anterior apresenta as previsões para o consumo médio anual e pontas de consumo de acordo com os dados apresentados pela REN em sede de PDIR. Conforme referido em 4.2.3 a ERSE solicitou a revisão em baixa destas previsões que, de acordo com os dados reais verificados em 2011 e também apresentados no gráfico, estão substancialmente aquém das previsões da REN. Com efeito, verificou-se a estagnação da evolução das pontas de consumo de 2010 para 2011 – 224,99 GWh/dia em 2011 contra 224,88 GWh/dia em 2010 – contrariamente ao crescimento de 20% prospetivado pela REN na sua proposta de PDIR.

Por outro lado, é notório na figura acima o incremento da oferta de capacidade no SNGN, em virtude da entrada em funcionamento do reforço de capacidade do terminal de GNL de Sines (junho de 2012) e da estação de compressão de Aveiras (início de 2014), permitindo manter uma folga confortável entre a capacidade disponível para fins comerciais e a previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. De acordo com as previsões da REN, no nosso entender bastante expansionistas, para o ano 2015, o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão, respetivamente, 66,7% e 42,3% da oferta de capacidade de entrada no SNGN.

Para além do reforço da capacidade do terminal de GNL de Sines e da construção da estação de compressão de Aveiras, está integrada na proposta de PDIR uma nova interligação a Espanha e um reforço substancial da infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço, com entradas em exploração previstas a partir de 2016. Porém, o adiamento sucessivo da construção de novas centrais de ciclo combinado a gás natural (Sines e Lavos), a concessão de regimes de interruptibilidade às centrais da Tapada do Outeiro e Lares, associados a um menor crescimento da procura de gás no mercado convencional, aconselham a revisão dos projetos propostos no PDIR os quais deverão refletir as necessidades do SNGN e da sua integração no âmbito do MIBGAS.

#### 4.5.3 MEDIDAS PARA GARANTIA DE ABASTECIMENTO

O mercado nacional é abastecido, fundamentalmente, através de gás natural proveniente da Argélia e GNL da Nigéria. Com efeito, a construção do terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração decorreu em 2004, teve como uma das principais motivações a diversificação das fontes de aprovisionamento e o incremento da segurança de abastecimento.

Outra das iniciativas visando a segurança de abastecimento, a diversificação das fontes de aprovisionamento e a cobertura das pontas de consumo é a integração dos mercados português e espanhol no âmbito do MIBGAS. Com efeito, no ano 2011, a presença de agentes de mercado no SNGN, com uma atividade expressiva em Espanha, teve como consequência um incremento da utilização das interligações, passando o mercado nacional a beneficiar da diversificação de fontes de aprovisionamento existente em Espanha que, como é conhecido, é a maior da Europa.

Para além das medidas adotadas para salvaguardar a segurança do abastecimento e a cobertura das pontas de consumo, do lado da oferta, estão igualmente previstas e implementadas medidas do lado da procura, nomeadamente a interruptibilidade de grandes consumidores. Com efeito, as centrais electroprodutoras da Tapada do Outeiro e de Lares dispõem de grupos bi-fuel, tendo-lhes sido concedido o estatuto de interruptibilidade pela DGEG, para efeitos de constituição de reservas de segurança. Neste contexto, torna-se possível atuar do lado da procura numa situação de cobertura de pontas ou de rutura de fornecimentos ao SNGN.

O enquadramento legislativo em vigor prevê ainda a constituição de reservas de segurança, as quais tem como finalidade dotar o SNGN de meios para responder a situações de quebra de fornecimento e/ou cobertura de pontas extremas de consumo. Neste contexto, o reforço da infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e o reforço da componente de armazenamento do terminal de GNL de Sines permitem a garantia dos requisitos estabelecidos na legislação nacional e regulamentação comunitária, nomeadamente o estabelecido no Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho e Regulamento CE n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro, respetivamente.