

**RELATÓRIO ANUAL  
PARA A  
COMISSÃO EUROPEIA**

Agosto 2013

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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>2</b>	<b>PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>9</b>
3.1	Regulação das redes .....	9
3.1.1	Separação das atividades .....	9
3.1.2	Funcionamento técnico .....	10
3.1.2.1	Balanço.....	10
3.1.2.2	Qualidade de serviço .....	13
3.1.2.3	Ligações .....	14
3.1.2.4	Medidas de salvaguarda.....	15
3.1.2.5	Produção em regime especial .....	15
3.1.3	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação .....	17
3.1.4	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações .....	22
3.1.5	Observância das disposições legais .....	26
3.2	Promoção da Concorrência .....	28
3.2.1	Mercado grossista .....	28
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	29
3.2.2	Mercado retalhista .....	45
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	46
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva.....	52
3.3	Segurança de abastecimento .....	55
3.3.1	Monitorização do balanço procura/oferta .....	55
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção .....	58
3.3.3	Medidas para cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento .....	59
<b>4</b>	<b>MERCADO DO GÁS NATURAL.....</b>	<b>61</b>
4.1	Regulação das redes .....	61
4.1.1	Separação de atividades .....	61
4.1.2	Funcionamento técnico .....	62
4.1.2.1	Balanço.....	62
4.1.2.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>Linepack</i> e serviços auxiliares .....	63
4.1.2.3	Acesso a terceiros ao armazenamento .....	64
4.1.2.4	Ligações .....	64
4.1.2.5	Qualidade de serviço .....	64
4.1.2.6	Medidas de salvaguarda.....	66
4.1.3	Tarifas de acesso às infraestruturas e custos de ligação .....	66
4.1.4	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível das interligações .....	71
4.1.5	Observância das disposições legais .....	75
4.2	Promoção da Concorrência .....	76

4.2.1	Mercado grossista .....	76
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	76
4.2.2	Mercado retalhista .....	79
4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	80
4.2.3	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz .....	88
4.3	Segurança de abastecimento .....	88
4.3.1	Monitorização do balanço procura/oferta .....	88
4.3.2	Evoluções prevista da procura e da oferta .....	89
4.3.3	Medidas para garantia de abastecimento .....	90
<b>5</b>	<b>PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE .....</b>	<b>91</b>
5.1	Proteção dos consumidores .....	91
5.2	Gestão da conflitualidade .....	93
<b>SIGLAS</b>	<b>.....</b>	<b>95</b>

## 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 2012 .....	11
Figura 3-2 - Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema em 2012 .....	12
Figura 3-3 - Evolução dos desvios em 2012 .....	12
Figura 3-4 - Decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	19
Figura 3-5 - Estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão .....	19
Figura 3-6 - Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha .....	24
Figura 3-7 - Evolução do preço médio anual em mercado spot e separação de mercados .....	30
Figura 3-8 - Volatilidade de preço spot .....	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 - Volume colocado nos leilões PRE em 2012 .....	35
Figura 3-13 - Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados .....	36
Figura 3-14 - Procura em mercado spot e consumo global mensal .....	37
Figura 3-15 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL .....	38
Figura 3-16 - Comunicação de factos relevantes .....	39
Figura 3-17 - Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal Por agente e capacidade instalada .....	40
Figura 3-18 - Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias .....	41
Figura 3-19 - Concentração na produção em termos de capacidade instalada .....	42
Figura 3-20 - Quotas de energia produzida por agente .....	43
Figura 3-21 - Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias .....	44
Figura 3-22 - Concentração na produção em termos de produção de energia elétrica .....	45
Figura 3-23 - Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado .....	49
Figura 3-24 - Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental (n.º de clientes) .....	50
Figura 3-25 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes .....	51
Figura 3-26 - Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora .....	52
Figura 4-1 - Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	68
Figura 4-2 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	68
Figura 4-3 - Repartição do aprovisionamento por infraestrutura .....	78
Figura 4-4 - Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2012 Total do consumo em energia, excluindo centros electroprodutores .....	82
Figura 4-5 - Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2012 Clientes com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> (Energia) .....	83

Figura 4-6 - Número de clientes com mudança de comercializador no âmbito da plataforma gerida pela REN Gasodutos.....	84
Figura 4-7 - Repartição do número de clientes e do consumo em mercado liberalizado por segmento de cliente, em final de 2012.....	85
Figura 4-8 - Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em mercado em dezembro de 2011 e em dezembro 2012 .....	86
Figura 4-9 - Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em mercado em dezembro de 2011 e em dezembro 2012 .....	86
Figura 4-10 - Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado em 2012 e por rede de distribuição e de transporte .....	87
Figura 4-11 - Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2002 e 2012.....	89
Figura 4-12 - Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2013 e 2017 .....	89

### **ÍNDICE DE QUADROS**

Quadro 3-1 - Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2012 .....	14
Quadro 3-2 - Variação das tarifas de Acesso às Redes para 2012.....	18
Quadro 3-3 - Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2012 .....	23
Quadro 3-4 - Défice tarifário .....	54
Quadro 3-5 - Margem de capacidade .....	55
Quadro 3-6 - Repartição da produção.....	57
Quadro 3-7 - Abastecimento do consumo.....	57
Quadro 3-8 - Potência máxima anual.....	57
Quadro 3-9 - Parque electroprodutor .....	58
Quadro 3-10 - Evolução prevista para a PRE .....	59
Quadro 4-1 - Variação das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2012-2013.....	67

## 1 NOTA DE ABERTURA

Desde 2011, e com maior destaque em 2012, os setores da eletricidade e do gás natural em Portugal foram marcados pela rápida consolidação da liberalização dos mercados retalhistas, decorrente de iniciativas legislativas no sentido da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

Em particular, o ano de 2012 marca o fim das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás e de eletricidade para todos os clientes, com exceção das tarifas para clientes economicamente vulneráveis.

No contexto da construção do mercado interno da energia, e além do processo de liberalização já mencionado, assinala-se a conclusão da alteração do direito interno português na sequência do 3.º Pacote de Diretivas de energia, incluindo a alteração dos estatutos do regulador setorial. Assinala-se ainda, no setor do gás natural, o processo de revisão regulamentar iniciado em 2012 cujos efeitos em 2013 permitirão uma harmonização significativa com os regulamentos europeus em preparação, nomeadamente o regulamento sobre os mecanismos de atribuição de capacidade, e o início da realização de atribuição conjunta de capacidade nas interligações entre Portugal e Espanha, numa iniciativa de adoção antecipada do referido regulamento europeu no contexto das iniciativas regionais de gás.

A cooperação internacional e a integração regional dos mercados de eletricidade e de gás natural, nomeadamente a nível ibérico, são prioridades na governação dos setores e nas ações desenvolvidas em 2012, visando a existência de melhores condições quer para os agentes, quer para os consumidores. Destaca-se o aprofundamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), liderado pelo respetivo Conselho de Reguladores, e a construção gradual do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS), através da cooperação bilateral das entidades reguladoras dos dois países ibéricos e da Iniciativa Regional de Gás do Sul. Com a extinção das tarifas reguladas em Portugal, a integração ibérica dos mercados verifica-se ao nível do mercado grossista mas também, crescentemente, ao nível retalhista pela atuação frequente dos agentes de mercado nos dois países em simultâneo.

No segmento dos clientes domésticos em particular, a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais iniciada em 2012 contribuiu para a liberalização efetiva desse segmento de mercado e, como tal, produziu uma alteração estrutural nos mercados de eletricidade e gás, que passou, inclusivamente, por uma crescente integração horizontal dos dois mercados ao nível da comercialização.

O ritmo acelerado de liberalização dos mercados, com especial ênfase no segmento doméstico, e a crescente integração de mercados à escala ibérica, quer na eletricidade quer no gás natural, marcaram o ano de 2012. A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, no quadro das suas atribuições, promoveu ativamente esta transformação do mercado através dos seus instrumentos regulamentares e acompanhou essa evolução, reforçando a sua intervenção em matéria de supervisão e de monitorização de mercados e preços, bem como de proteção e informação dos consumidores.





## **2 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL**

O ano de 2012 marcou o setor energético em Portugal de forma particular, em virtude das reformas delineadas no contexto do Programa de Assistência Financeira entre o Estado Português, a União Europeia, o Fundo Monetário Internacional e o Banco Central Europeu. Entre essas reformas assinala-se de modo especial a privatização das empresas do setor onde o Estado ainda tinha um papel de acionista e o calendário de liberalização do mercado retalhista de gás natural e eletricidade, com a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os consumidores domésticos.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os consumidores domésticos, iniciada com um primeiro limiar de extinção em 1 de julho e completada em 31 de dezembro de 2012, provocou uma transformação importante nos mercados retalhistas de gás natural e eletricidade, em particular no segmento doméstico, que se concretizou, entre outros aspectos, na diversidade de ofertas e na integração das ofertas entre os setores elétrico e do gás natural. Estas transformações acentuaram o nível de concorrência no segmento doméstico e deram visibilidade ao mercado liberalizado, tendo como consequência direta um crescimento do consumo no mercado liberalizado (que pela primeira vez superou os 50% e atingiu 56% no final do ano) e um aumento de 80% do número de clientes fornecidos por comercializadores em regime de mercado.

A concretização do processo de extinção das tarifas reguladas com um ambicioso calendário, determinou que fosse reforçada a comunicação aos consumidores finais sobre o processo de liberalização e escolha de comercializador, nomeadamente através de: i) protocolos de cooperação entre a ERSE e associações de consumidores domésticos e empresariais, tendo sido organizadas diversas sessões de esclarecimento de forma descentralizada em Portugal continental e fornecido pela ERSE apoio humano e logístico às entidades envolvidas; ii) disponibilização de simuladores de comparação de preços no mercado, tendo sido desenvolvido pela ERSE um novo simulador de comparação de preços das ofertas de gás natural e divulgados de forma permanente e atualizada os preços e condições comerciais das ofertas existentes no mercado a cada momento; e iii) envio de informação direcionada aos clientes dos comercializadores de último recurso. Adicionalmente, a ERSE desenvolveu uma intensa atividade de monitorização dos conteúdos informativos dos comercializadores e das condições contratuais das suas ofertas, levando através do diálogo entre o regulador e os comercializadores, à alteração e melhoria da informação prestada pelos comercializadores e à sua conformidade regulamentar.

Durante um período transitório definido até ao final de 2015, serão fixadas trimestralmente tarifas transitórias incentivadoras da mudança de comercializador. Os clientes economicamente vulneráveis continuam a ter acesso às tarifas reguladas sociais de venda a clientes finais, sujeitas a uma limitação de variação tarifária estabelecida anualmente pelo Governo. Estes clientes vulneráveis incluem consumidores enquadrados num conjunto restrito de instrumentos governamentais de apoio social. Em

2012, os clientes elegíveis para a tarifa social eram cerca de 666 mil consumidores de eletricidade e 17 mil consumidores de gás natural.

No plano legislativo, foi completada a modificação do regime legal dos setores do gás natural e eletricidade em função do 3.º Pacote de Diretivas de energia<sup>1</sup>, a qual inclui a alteração dos estatutos do regulador<sup>2</sup>. Já no início de 2013, o regulador viu ainda aprovada a lei que consagra o seu regime sancionatório<sup>3</sup>.

Foram também tomadas iniciativas legislativas decorrentes da renegociação de contratos e regimes de incentivo entre o Estado e as empresas do setor elétrico, previstas no Programa de Assistência Financeira, tendo como consequência a redução de algumas rubricas de custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, designados como Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

Nos mercados grossistas de eletricidade e gás natural foi reforçada a integração regional, a qual permanece em estágios de maturidade muito diferente nos dois setores.

No setor elétrico, a harmonização regulatória na área do MIBEL prosseguiu com a individualização da produção em regime especial face à carteira de consumos do comercializador de último recurso no que respeita a participação no mercado diário. Foi publicado em 2012, pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, o estudo sobre propostas de harmonização regulatória para a “integração da produção em regime especial no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas elétricos”.

Há ainda que assinalar a continuação do crescimento da produção em regime especial com consequências estruturais no setor elétrico. Embora a energia injetada por estes produtores tenha sido afetada negativamente pelas condições hidrológicas extremamente desfavoráveis em 2012, no final do ano este tipo de produção tornou-se predominante em Portugal, fruto de condições climáticas particulares e do decréscimo da procura. Este fato sublinha o interesse e a necessidade da abordagem de trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL sobre a integração da PRE no mercado ibérico.

No setor do gás natural, a integração regional dos mercados grossistas foi dinamizada em 2012 através da via regulamentar, em iniciativas unilaterais e através da cooperação entre reguladores e operadores de rede de transporte no seio da Iniciativa Regional de Gás do Sul. Em junho de 2012, realizou-se pela primeira vez um leilão harmonizado de capacidade de interligação de gás natural entre Portugal e Espanha, onde as regras aprovadas seguiram de perto o Código de Rede Europeu sobre Mecanismos

---

<sup>1</sup> Através dos Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, para o setor elétrico, e dos Decretos-Lei n.º 230/2012 e n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro, para o setor do gás natural.

<sup>2</sup> Através do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

<sup>3</sup> Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

de Atribuição de Capacidade, constituindo mesmo um projeto-piloto para a adoção deste código de rede, acompanhado pela ACER.

Ainda na sequência da elaboração e aprovação dos códigos de rede europeus, foi iniciado pela ERSE em 2012 um processo de revisão dos regulamentos de gás natural (concluído no início de 2013) em que a regulamentação foi substancialmente alterada no sentido da harmonização regulatória no espaço europeu, orientada pelos códigos de rede em elaboração. Estas alterações tomarão forma já em 2013, alterando de forma importante a participação dos agentes de mercado como utilizadores das infraestruturas e do sistema. Entre as principais alterações, salientam-se a atribuição de direitos vinculativos de capacidade nas infraestruturas de transporte, armazenamento subterrâneo e terminal de GNL. Estes direitos de capacidade são atribuídos por um período máximo de um ano e adotaram o calendário europeu do ano de atribuição de capacidade, isto é, de outubro de cada ano até setembro do ano seguinte. No quadro das mencionadas alterações regulamentares iniciadas em 2012, importa considerar algumas que, pelo seu efeito, terão impactes na formatação do mercado de gás natural. Por um lado, há que referir a introdução de um referencial de mercado nas aquisições de gás natural pelos comercializadores de último recurso e a implementação de mecanismos de mercado para o *trading* de gás natural pelo comercializador do SNGN e, por outro lado, a introdução de aperfeiçoamentos regulamentares que tornarão a operativa no mercado retalhista mais próxima do consumidor. A revisão regulamentar foi igualmente uma oportunidade para aprofundar a regulação por incentivos nas atividades reguladas do sector do gás natural com a aplicação de metas de eficiência em todas as atividades reguladas.

Através da cooperação bilateral, a ERSE e a *Comisión Nacional de Energía* de Espanha realizaram uma consulta pública e publicaram as respetivas conclusões sobre a harmonização das tarifas de acesso às interligações de gás natural entre Portugal e Espanha. Este estudo reconheceu a existência de custos adicionais para os agentes de mercado que utilizam a interligação para participar no mercado do país vizinho, os quais podem representar até 3 €/MWh. A consulta pública realizada proporcionou um conjunto de propostas para o caminho de harmonização regulatória no mercado ibérico de gás. Algumas prioridades foram consensuais na análise dos *stakeholders*, nomeadamente a necessidade de transposição das diretivas do mercado interno de gás natural em Portugal e Espanha, a modificação dos sistemas tarifários de acesso à rede de transporte em função dos regulamentos europeus e a harmonização de aspetos relacionados com a atribuição de capacidade na interligação, gestão de congestionamentos e regras de balanço, orientados pelos códigos de rede europeus em fase de elaboração. A redução da tarifa de acesso à interligação foi ainda identificada pela maioria dos *stakeholders* como um passo necessário à integração do mercado ibérico. O objetivo de médio prazo identificado pelos agentes de mercado como essencial à existência de um mercado ibérico de gás natural é a definição de um *hub* virtual de negociação no espaço ibérico, para o qual existem projetos identificados que a ERSE tem vindo a acompanhar.

Ainda no que respeita ao mercado do gás natural, em 2012, a persistência de dificuldades e de dúvidas quanto à qualidade da informação fornecida por parte dos operadores de rede de distribuição relativamente à caracterização do mercado retalhista, conduziu a que a ERSE, já em 2013, tenha determinado a realização de uma auditoria independente a esta informação. Tal atuação visa permitir disponibilizar aos consumidores e ao mercado um nível mínimo de informação sobre o desenvolvimento do mercado retalhista.

A ERSE aprovou ainda em 2012 uma medida de promoção da integração de mercados que se concretizou na anulação da tarifa de transporte na saída de Portugal para Espanha. Esta medida, em simultâneo com a expansão de capacidade disponível no armazenamento de GNL e de regaseificação no terminal de GNL em Sines, reforçou a possibilidade de trocas comerciais de gás entre Portugal e Espanha, facilitando a entrada de agentes no mercado português. Estas ações contribuíram para que no início de 2013 novos utilizadores surgissem no terminal de GNL em Sines.

Ao nível do contexto que envolve os setores de eletricidade e gás natural, foi já mencionado um facto relevante de 2012 que foi a privatização das empresas do setor onde o Estado tinha interesse acionista, com efetiva perda de controlo acionista. Em 2012, decorrendo das diretivas do mercado interno de energia, a ERSE continuou o processo de certificação do operador da rede de transporte de eletricidade e de gás natural.

É igualmente relevante o cenário de redução global de consumos quer de gás natural quer de eletricidade, correlacionado com a quebra da produção nas centrais de ciclo combinado a gás natural em regime ordinário. Face ao ano anterior, o consumo de eletricidade referido à emissão reduziu-se 2,9% em 2012 e o consumo de gás natural em 2012 caiu cerca de 13%, fruto de uma redução acentuada do consumo dos centros electroprodutores (-44%) e de um aumento do consumo no mercado convencional (+6%), sobretudo em alta pressão. Esta tendência de redução global de consumos tem pressionado as tarifas reguladas de acesso às redes e às infraestruturas, devido à natureza fixa de parte dos custos destas atividades, associados ao investimento.

No plano da proteção dos consumidores, assinala-se uma mudança de paradigma na regulamentação da qualidade de serviço, muito associada à liberalização efetiva dos mercados retalhistas. A atualização da regulamentação da qualidade de serviço no setor do gás natural foi iniciada em 2012, sendo que a revisão no setor elétrico foi iniciada já em 2013 no sentido de se aplicar, pela primeira vez, aos comercializadores de mercado, nos aspetos de qualidade comercial. Esta alteração está associada a um reforço regulamentar das obrigações impostas aos comercializadores de mercado nas áreas de informação e transparência do relacionamento comercial com o objetivo de assegurar que a rápida transição para um mercado liberalizado se faça protegendo os consumidores menos informados.

No setor elétrico, na sequência da verificação de anomalias nos relógios de um conjunto alargado de equipamentos de medição de tarifa múltipla do operador de rede de distribuição em BT de Portugal

Continental, foram determinadas compensações aos consumidores com contadores multi-tarifa afetados. Este processo foi depois completado com o início, também em 2012, de auditorias detalhadas a realizar quer em Portugal Continental quer nas Regiões Autónomas dos Açores e Madeira sobre o mesmo tema. Estas auditorias serão analisadas e produzirão efeitos durante o ano de 2013.

Ainda sobre questões de medição, a ERSE apresentou em 2012 os resultados de um estudo sobre contadores inteligentes de eletricidade e gás natural, incluindo uma análise benefício-custo, cujo processo envolveu uma consulta pública alargada sobre o tema. Os resultados do estudo foram publicados e enviados ao Governo, para sustentar uma decisão sobre a adoção destes sistemas de contagem inteligente.



### **3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **3.1 REGULAÇÃO DAS REDES**

##### **3.1.1 SEPARAÇÃO DAS ATIVIDADES**

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

Em 2012, o processo de certificação da REN - Rede Elétrica Nacional, S.A., como operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) da eletricidade em regime de separação total de propriedade (*ownership unbundling*), ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 9.º e 10.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, e do artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, caracterizou-se por desenvolvimentos relevantes.

Por um lado, concretizou-se a reprivatização de 40% do capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., que controla a 100% o capital da REN – Rede Elétrica Nacional, S.A.. Desta forma, o Estado português reduziu a sua participação no capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. para 11%, deixando de a controlar e passando as empresas State Grid International Development Limited e Oman Oil Company S. A. O. C. a serem os maiores acionistas do grupo empresarial, respetivamente, com 25% e 15% do seu capital social. Esta alteração da estrutura acionista refletiu-se ao longo do ano em alterações nos membros eleitos para os corpos sociais da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A..

Por outro lado, as alterações introduzidas ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, clarificaram alguns aspetos da transposição da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, tendo sido reforçados os poderes de fiscalização das atividades do operador da RNT por parte da ERSE, como entidade reguladora nacional, e do Estado português, como entidade concedente.

Finalmente, a Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, conferiu poderes à ERSE no âmbito do regime sancionatório do setor energético, transpondo, em complemento com a alteração ocorrida aos Estatutos da ERSE, as disposições estabelecidas sobre o tema na Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

###### **DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM**

O disposto no artigo 26.º, n.º 3 da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, foi transposto para o ordenamento jurídico nacional através da publicação do Decreto-Lei

n.º 78/2011, de 20 de junho, introduzindo alterações à legislação que serve de base à organização e funcionamento do SEN (Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro). Esta mesma legislação foi já alterada e republicada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e desenvolvida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, também de 8 de outubro, alterando a anterior legislação complementar sobre o setor elétrico (Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto).

Para efeitos de aprovação pela ERSE das regras aplicáveis à 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, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), as empresas titulares das referidas atividades apresentaram à ERSE as correspondentes propostas. O processo de análise das mesmas propostas de diferenciação de imagem continuou durante 2013, fruto dos vários desenvolvimentos ocorridos ao nível da liberalização do setor.

### 3.1.2 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

#### 3.1.2.1 BALANÇO

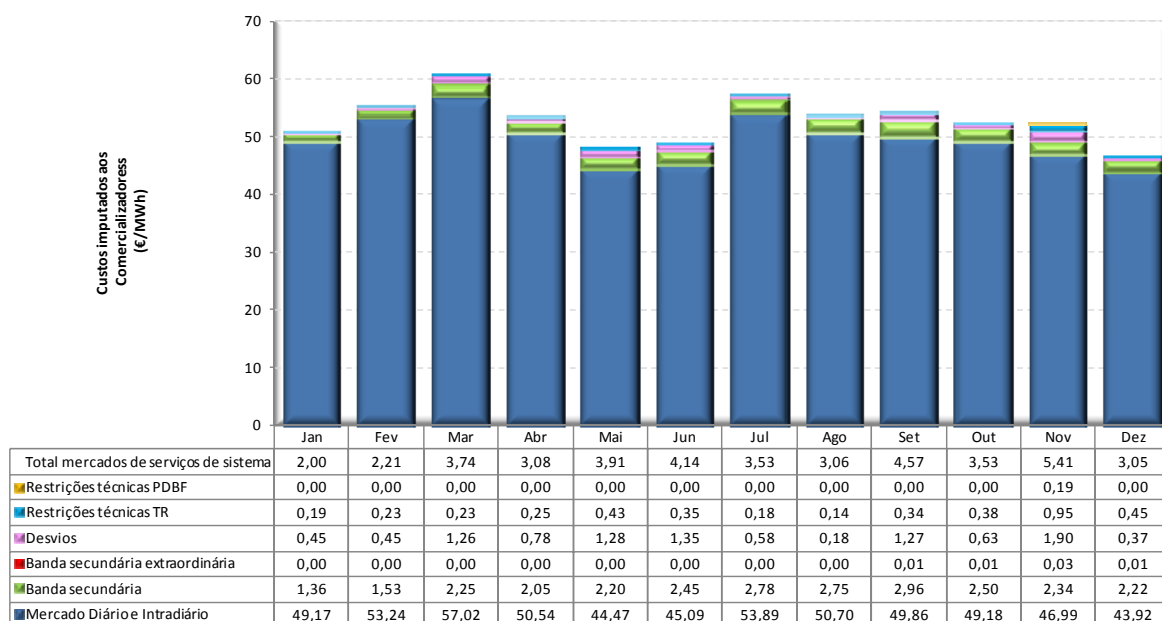
Em 2012, tal como no ano anterior, a mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade e de resolução de restrições técnicas efetuou-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN, na sua função de Gestor Técnico 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 2012. 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.



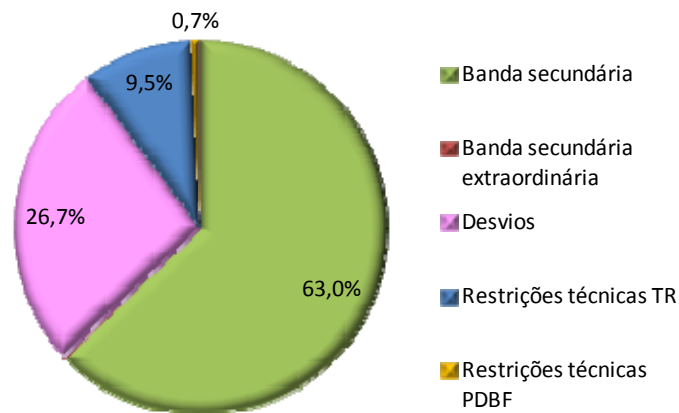
**Figura 3-1 - Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, em 2012**



Ao longo de 2012, o mercado de serviços de sistema representou um custo médio ponderado de cerca de 3,49 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado no mercado diário e intradiário da ordem dos 49,51 €/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.

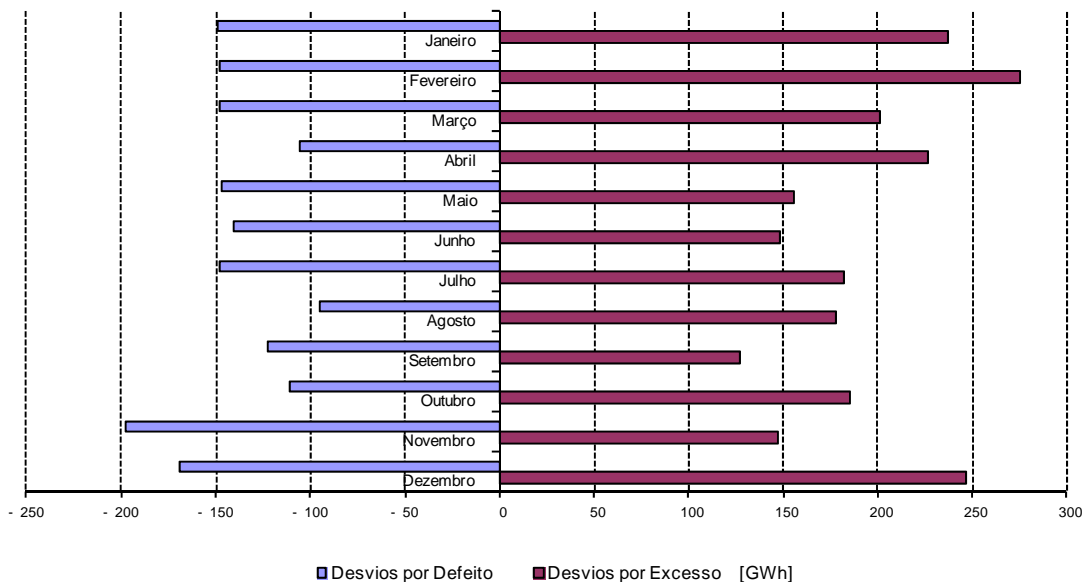
**Figura 3-2 - Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema em 2012**



**2012**

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 2012, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso.

**Figura 3-3 - Evolução dos desvios em 2012**



### 3.1.2.2 QUALIDADE DE SERVIÇO

Para Portugal continental, tanto o Regulamento Tarifário (RT) como o Regulamento da Qualidade de Serviço (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 2011, 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 2013, representado uma penalidade de cerca de 726 mil euros.

Considerando a informação disponível até à data, o valor da energia não distribuída na rede de distribuição em MT e AT referente ao ano de 2012 dará origem a um aumento dos proveitos na atividade de distribuição MT em 2014 de cerca de 1,476 milhões de euros.

#### **CONTINUIDADE DE SERVIÇO EM 2012**

Apresenta-se a caracterização das redes de transporte e de distribuição em termos de continuidade de serviço com base em 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, disponíveis à data, registados em Portugal continental, em 2012.

**Quadro 3-1 - Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2012**

Nível Tensão	Indicador	Interrupções	
		Programadas	Acidentais
Transporte	TIE (min)	-	0,00
	SAIFI	-	0,00
	SAIDI (min)	-	0,00
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,006	48,585
	SAIFI (int/PdE)	0,001	1,479
	SAIDI (min/PdE)	0,197	69,943
Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	0,008	1,619
	SAIDI (min/cliente)	1,678	78,422

Nota: Valores provisórios

Fonte: REN, EDP Distribuição

Em 2012 verificaram-se 14 339 incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço. O valor total de compensações aos clientes foi de cerca de 92,5 mil euros.

### 3.1.2.3 LIGAÇÕES

O 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 números de ligações efetuadas, comparticipação 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 individual 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.

#### 3.1.2.4 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Durante o ano de 2012 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda conforme estabelecido no artigo 42.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

#### 3.1.2.5 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Considera-se produção em regime especial (PRE) a atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade. O setor da PRE tem revelado uma evolução muito significativa nos últimos anos.

Em Portugal, é considerada PRE a produção de energia elétrica:

- Com base em recursos hídricos, na grande maioria das situações limitados a 10 MW de potência instalada;
- Que utilize outras fontes de energia renovável;
- Com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- Por micro e mini-produção<sup>4</sup>;
- Através de um processo de cogeração, na qual se inclui a cogeração renovável.

Em Portugal, a energia produzida pela PRE é obrigatoriamente adquirida pelo comercializador de último recurso, por aplicação de preços fixados administrativamente (*feed-in tariffs*). A diferenciação da retribuição da PRE está, no atual quadro legal, dependente da tecnologia de produção.

O preço de venda ao comercializador de último recurso pode ser um dos seguintes:

- Preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo;
- Preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica e biomassa. Nestes concursos, o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos fatores ponderados.

---

<sup>4</sup> Nota: Micro-produção é a produção de energia elétrica com potência instalada até 5,75 kW para instalações singulares ou 11,04 kW para condomínios que integrem 6 ou mais frações. Mini-produção corresponde a produção de energia elétrica com potência instalada até 250 kW.

Os preços publicados pelo Governo atualmente em vigor têm por base uma lógica de custos evitados, procurando quantificá-los em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de CO<sub>2</sub> evitadas). Assim, a remuneração do produtor depende dos seguintes fatores:

- Período de entrega da energia elétrica à rede;
- Forma do diagrama de produção de energia elétrica;
- Fonte de energia primária utilizada.

O comercializador de último recurso explicita a oferta de venda da PRE no MIBEL, desde o final de 2011, funcionando de forma similar a um agente agregador da PRE em Portugal<sup>5</sup>.

A normativa comunitária (Diretiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho) é interpretada a nível nacional no sentido de estabelecer a prioridade da PRE face à produção em regime ordinário, tanto no acesso à rede como no despacho, salvo se colocar em risco a segurança de abastecimento. Existem, no entanto, limitações à potência nominal de cada instalação de PRE, que pode ser ligada em cada ponto de rede, em função da disponibilidade da própria rede para acomodar essas ligações.

No caso português convirá reter que a PRE não assume diretamente o pagamento de desvios (custos associados ao equilíbrio do sistema), pelo que não se efetua uma valorização explícita dos custos correspondentes. Os custos devidos aos desvios de programação da PRE em mercado, calculados pela diferença entre o despacho real e a programação em mercado da PRE, são suportados pelo comprador instrumental da PRE, o CUR, e são repercutidos na tarifa de acesso suportada por todos os consumidores.

A respeito dos custos com desvios, durante o ano de 2012, num estudo elaborado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, foi identificado o pagamento dos desvios pela PRE como um dos aspetos a harmonizar entre Portugal e Espanha na integração de PRE no MIBEL. Tal situação decorre do facto da PRE em Espanha responder diretamente pelos custos com desvios, o que não sucede em Portugal, como atrás referido, apesar de serem integrados os volumes de produção respetivos no mesmo referencial de mercado.

---

<sup>5</sup> A recente legislação da cogeração prevê que os cogeredores possam optar por oferecer a energia produzida no mercado organizado, recebendo um prémio por isso.

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

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

Em 2012, manteve-se a 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 RT 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, são evitadas subsídios cruzados e garantida 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.

#### PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2012

A variação dos preços médios das tarifas de Acesso às Redes, em Portugal continental, em 2012 face a 2011, é apresentada no quadro seguinte:

**Quadro 3-2 - Variação das tarifas de Acesso às Redes para 2012**

	<b>Variação 2012/2011</b>
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	<b>-0,4%</b>
Acesso às Redes em MAT	19,5%
Acesso às Redes em AT	19,5%
Acesso às Redes em MT	16,0%
Acesso às Redes em BTE	16,0%
Acesso às Redes em BTN	-7,7%

Nas figuras seguintes apresentam-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012 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

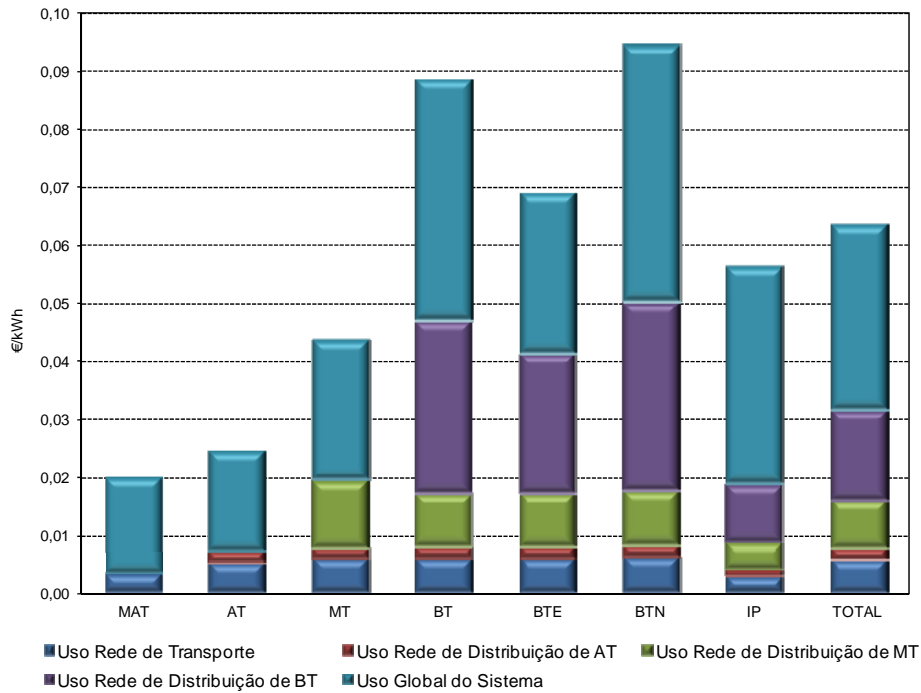
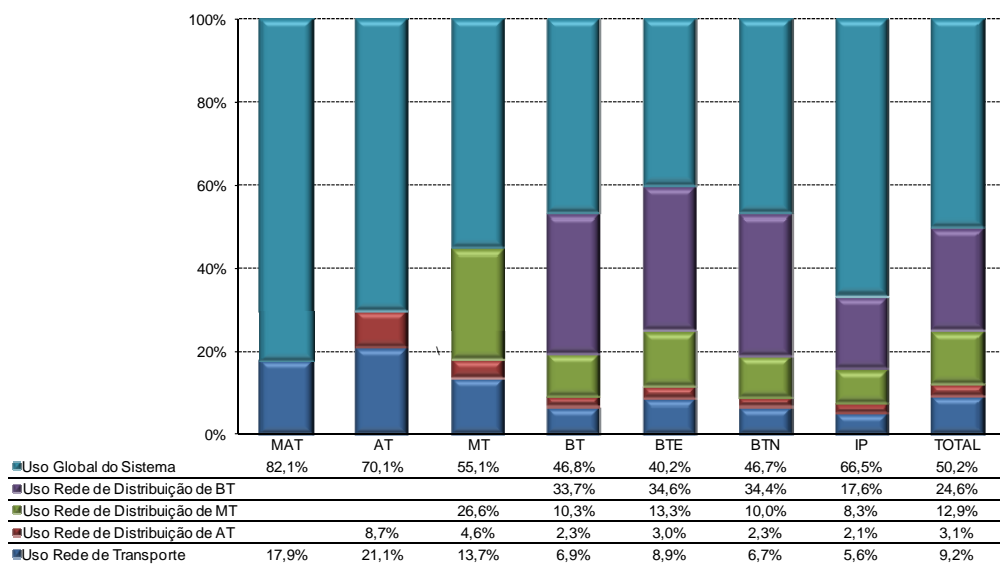


Figura 3-5 - Estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão



## FORMAS DE REGULAÇÃO NO APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Em 2012 ocorreu o início de um novo período de regulação, no qual foram reavaliadas as metodologias de regulação e definidos novos parâmetros para cada uma das atividades reguladas. Resumidamente, por operador, os modelos regulatórios subjacentes a este período regulatório consistem em:

- Operador da rede de transporte – Manutenção do atual modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo *price 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;
- Operador da rede de distribuição – Metodologia do tipo *price cap* aplicada aos custos unitários de exploração (OPEX) e custos aceites em base anual no caso do custo com capital (CAPEX), tendo em conta os planos de investimento propostos pelas empresas. Neste período de regulação foi diferenciado o tratamento dos investimentos em redes consideradas inovadoras, cujo princípio se baseia no reconhecimento de uma maior remuneração destes ativos por contrapartida de uma maior eficiência operacional. Foi também introduzido um mecanismo penalizador do sobreinvestimento que assenta numa menor remuneração dos investimentos. Foram igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo à melhoria da qualidade de serviço; (ii) incentivo à redução de perdas;
- 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 concessionárias 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>6</sup> e (iii) incentivo à promoção do desempenho ambiental.

A definição das metas económicas, com vistas à redução de custos, 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

---

<sup>6</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 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.

métodos não paramétricos. Os fatores de eficiência anuais aplicados aos custos operacionais unitários foram de 3,5% para o transporte e para a distribuição. O mecanismo de investimento a preços de referência, aplicável ao operador da rede de transporte, prevê a atualização dos preços dos novos equipamentos, incorporando também um fator de eficiência, que no período de 2012 a 2014 foi fixado em 1,5%.

No caso da comercialização<sup>7</sup>, o fator de eficiência anual foi também de 3,5%.

Na Região Autónoma dos Açores, as metas de eficiência aplicadas a cada uma das atividades são em média de 2,5%. Na Região Autónoma da Madeira as metas de eficiência variam entre 2,5% na atividade de transporte e 5% na atividade de distribuição.

#### **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.

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

Durante 2012 não houve factos relevantes a assinalar relativos a este assunto. Em 2011, 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, tendo a ERSE solicitado a sua revisão nos termos descritos no relatório do ano anterior.

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

Tal como referido no relatório do ano anterior, em 2011 a DGEG enviou à ERSE, para parecer, a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição (PDIRD) 2012-2016 elaborada pelo operador da rede de distribuição em AT e MT.

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

---

<sup>7</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*.

uma evolução efetiva no sentido daquilo que se espera de um plano de desenvolvimento e investimento de redes de distribuição.

Já em 2012, tendo em conta a análise realizada e beneficiando das consultas ao Conselho Consultivo e ao Conselho Tarifário, 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.

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

Em 2012 não se registaram quaisquer alterações na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no 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 (OMIE) 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 Portugal-Espanha, não se registou qualquer alteração, lembrando a posição do Comité de Presidentes a favor da 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. Nesse sentido estão a decorrer os trabalhos entre os operadores de sistema espanhol e português para que no futuro utilizem a plataforma CASC.EU<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Plataforma utilizada na realização de leilões explícitos na atribuição de produtos para a gestão a prazo das interligações.

**RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES**

Em 2012, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, aumentaram sensivelmente para o dobro do verificado em 2011, ascendendo a 7,8 milhões de euros.

Este aumento substancial das rendas deveu-se sobretudo ao aumento do diferencial de preços entre a área portuguesa e a área espanhola, agravando-se para 0,84 €/MWh, face aos 0,53 €/MWh verificados no ano anterior. Também se registou um ligeiro acréscimo do número de horas de congestionamento na interligação, tendo aumentado 117 horas face ao ano anterior.

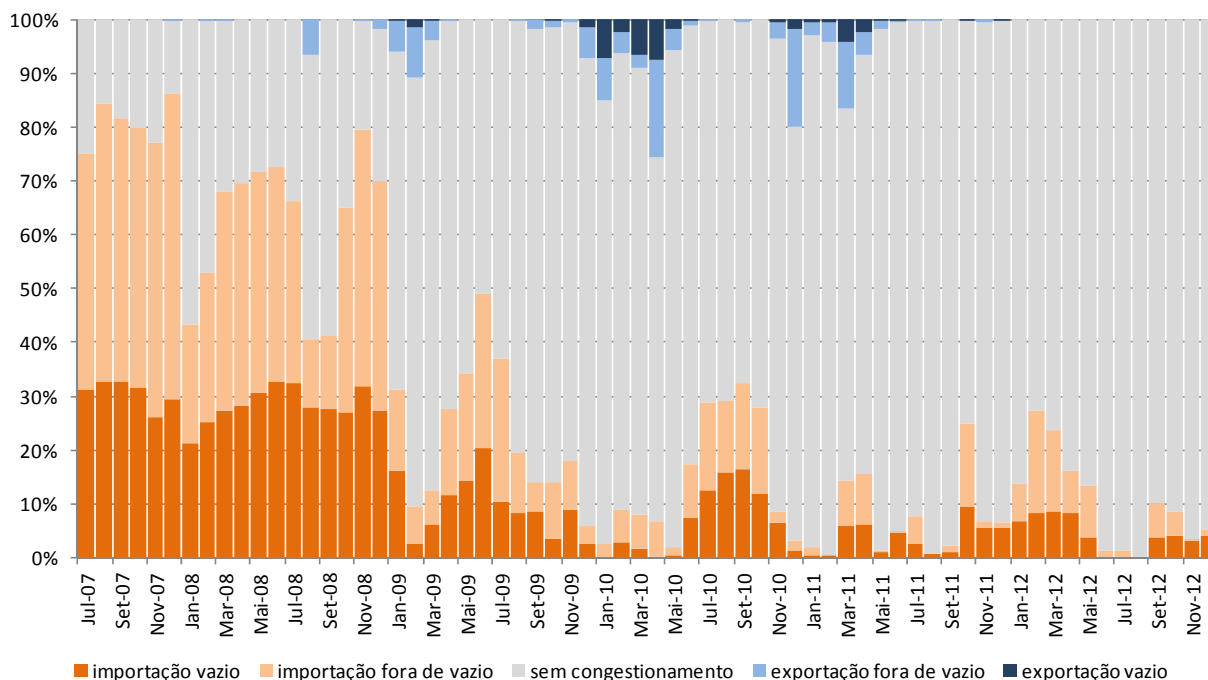
**Quadro 3-3 - Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2012**

Mês	Congestionamento		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial preços	Importação (PT < ES)	Exportação (PT > ES)	Renda Congestionamento (PT > ES)
	n.º horas	% horas mês	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	10 <sup>3</sup> €
Janeiro	95	13%	51,95	51,06	0,88	12 372	929 725	1 298
Fevereiro	179	26%	55,26	53,48	1,78	40 231	702 827	1 605
Março	171	23%	49,13	47,57	1,56	36 185	787 597	1 501
Abril	108	15%	43,98	41,21	2,77	12 885	843 819	1 092
Mai	98	13%	44,52	43,58	0,94	20 036	755 513	875
Junho	10	1%	53,53	53,50	0,03	5 649	719 834	42
Julho	9	1%	50,35	50,29	0,06	13 082	645 289	56
Agosto	0	0%	49,34	49,34	0,00	43 432	405 323	0
Setembro	72	10%	48,49	47,59	0,90	45 829	492 818	458
Outubro	61	8%	46,11	45,65	0,46	47 979	817 022	437
Novembro	20	3%	42,39	42,07	0,32	200 451	300 260	183
Dezembro	38	5%	42,18	41,73	0,45	40 670	550 904	229
								<b>7 774</b>

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

O ligeiro aumento no número de horas de congestionamento explica-se na sua totalidade pelas situações de congestionamento verificadas no sentido importador, não tendo ocorrido qualquer congestionamento no sentido exportador.

## 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 coopera de forma mais direta com o regulador espanhol, através do Conselho de Reguladores do MIBEL, designadamente no quadro da gestão coordenada da interligação Portugal-Espanha. Do mesmo modo, no quadro dos trabalhos inerentes à região do Sudoeste da Europa (SWE REM), são desenvolvidos trabalhos tendentes à concretização da integração europeia do Mercado Ibérico de Eletricidade.

### ➤ GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

No final de 2011, relativamente à gestão a prazo da capacidade de interligação Espanha-Portugal, o Conselho de Reguladores, através do seu 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.

Durante todo o ano de 2012 e simultaneamente no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região do Sudoeste da Europa, foram desenvolvidos trabalhos para integrar a interligação Portugal-Espanha num referencial harmonizado e coordenado de atribuição a prazo de capacidade comercial. Nesse mesmo contexto, o Conselho de Reguladores do MIBEL assumiu explicitamente perante a ACER a integração da interligação Portugal-Espanha como projeto piloto de implementação de *Financial Transmission Rights* (FTR) a nível europeu para alocação de capacidade comercial na referida interligação.

Para a prossecução deste objetivo, os dois operadores de sistema de Portugal e Espanha efetuaram o levantamento das condições necessárias para a participação na plataforma europeia CASC-EU, tendo, entre outros requisitos, suscitado àquela entidade a viabilidade de implementação de FTR, de acordo com a legislação e regulamentação europeias sobre mercados e produtos financeiros. A ERSE, enquanto entidade com competência para o efeito, assumiu perante o operador de sistema português a consideração tarifária dos custos decorrentes da participação na mencionada plataforma de negociação.

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

Em junho de 2012, o Conselho de Reguladores do MIBEL publicou um estudo referente a “Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na operação dos respetivos Sistemas Elétricos”, o qual decorreu da consulta pública iniciada em novembro de 2011. Este estudo veio a identificar um conjunto de matérias que, estando direta ou indiretamente relacionados com a produção em regime especial, impactam no nível de harmonização regulatória da integração deste tipo de produção no 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.

De entre as principais conclusões do referido estudo constam recomendações de atuação visando a implementação urgente de mecanismos harmonizados e coordenados de atribuição a prazo de capacidade na interligação Portugal-Espanha, os quais permitem reduzir os riscos de operação comercial dos agentes de mercados que atuam nos dois mercados nacionais que constituem o MIBEL. Foi, ainda, identificado que esta situação é particularmente premente dados os elevados níveis de PRE nos sistemas ibéricos, os quais suscitam com maior frequência a necessidade de manter a segurança

dos sistemas ibéricos através de reduções de capacidade na interligação, quer antes de mercado diário, quer após o fecho de preço neste mercado.

➤ ACOPLAMENTO DO MERCADO IBÉRICO COM A REGIÃO NOROESTE DA EUROPA

O Conselho de Reguladores do MIBEL, assumiu o compromisso<sup>9</sup> 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.

Durante todo o ano de 2012, o Conselho de Reguladores do MIBEL efetuou um acompanhamento próximo dos trabalhos levados a cabo pelo Operador do Mercado Ibérico para a concretização do acoplamento de mercado com a região Noroeste da Europa, tendo identificado, em outubro, a compatibilização os algoritmos de formação de preço como um aspeto já consolidado pelo OMI.

Ainda assim, a concretização do acoplamento do mercado ibérico com a região Noroeste da Europa não, foi obtida dentro do quadro do compromisso expresso em novembro de 2011, por razões que se prendem com a convergência e acoplamento de outras regiões europeias.

#### **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.

#### **3.1.5 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS**

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

- Emite decisões vinculativas sobre as empresas de eletricidade;
- Desenvolve inquéritos sobre o funcionamento dos mercados de eletricidade;

---

<sup>9</sup> Em comunicado do Conselho de Reguladores do MIBEL de 30 de novembro de 2011.



- 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 setor, designadamente no que se refere às obrigações específicas relativas ao Livro de Reclamações.

Em 2012 os Estatutos da ERSE foram revistos pelo Decreto-Lei nº 212/2012 de 25 de setembro. Esta revisão surgiu na sequência da celebração do “Memorando de Entendimento” em que se estabeleceram diversos compromissos no âmbito dos setores elétrico e do gás natural, os quais tiveram como principal objetivo concluir a liberalização dos mercados, promover a concorrência, reforçar a integração portuguesa no MIBEL e no MIBGAS e garantir a sustentabilidade do sistema elétrico nacional. Uma das medidas que urgia implementar era a transposição integral do Terceiro Pacote Energético da União Europeia para a legislação portuguesa, com a preocupação de reforço do papel do regulador, designadamente em matérias de natureza sancionatória.

Com esta alteração alargou-se também a representatividade dos diversos grupos de interesse no Conselho Consultivo e no Conselho Tarifário da ERSE e reforçou-se a independência dos titulares dos órgãos de administração desta entidade, mediante a ampliação do regime de impedimentos e incompatibilidades e o estabelecimento de um mecanismo que assegure a não coincidência de mandatos dos diferentes titulares.

Regista-se igualmente a publicação dos Decretos-leis n.º 215-A/2012 e 215-B/2012, de 8 de outubro, que procederam, respetivamente, a alterações ao Decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, complementando o processo de transposição da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de energia.

Subjacentes a esta revisão, estão os objetivos da promoção da competitividade, da transparência dos preços, do bom funcionamento e da efetiva liberalização dos mercados da eletricidade e do gás natural.

No que respeita à produção de eletricidade, alteraram-se os conceitos de produção em regime ordinário e produção em regime especial, e procedeu-se ao reforço das exigências impostas em matéria de independência e separação jurídica e patrimonial do operador da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT).

Para o efeito, para além da revisão do procedimento de certificação e reapreciação da certificação, prevê-se o procedimento de certificação relativamente a países terceiros e da respetiva reapreciação, bem como modelos alternativos ao modelo de separação jurídica e patrimonial do operador da RNT, de modo a assegurar a liberdade da ERSE na conclusão e decisão dos referidos procedimentos.

Durante o ano de 2012 não houve decisões da ACER e da Comissão Europeia especificamente dirigidas à ERSE. Contudo, no quadro da gestão a prazo da interligação entre Portugal e Espanha, o Conselho de Reguladores do MIBEL, em resposta a solicitação da ACER, assumiu o compromisso de se implementar na referida fronteira, e como projeto piloto a nível europeu, produtos financeiros de alocação de capacidade a prazo (FTR – *Financial Transmission Rights*). Desta forma, corresponde-se à necessidade identificada de implementar mecanismos de gestão a prazo da interligação harmonizados e coordenados na fronteira Portugal - Espanha.

## **3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA**

### **3.2.1 MERCADO GROSSISTA**

Em 2012 foi possível observar uma redução da concentração no mercado de produção de energia elétrica, quer em termos de capacidade instalada, quer em termos de produção despachada. Para esta evolução contribuiu decisivamente o aumento da capacidade instalada da PRE e a correspondente energia produzida, sobretudo a partir de aproveitamentos eólicos, segmento em que o incumbente não é maioritário.

A evolução mais favorável da comercialização livre conduziu a uma maior dispersão dos meios de contratação de energia, nomeadamente por via da implementação de mecanismos regulados de colocação a prazo de energia da PRE, a que os comercializadores podem aceder.

O funcionamento do mercado grossista em 2012 registou condições de sentido oposto para a formação dos preços em mercado organizado. Por um lado ocorreram fatores de ordem conjuntural que conduziram a diferenciais de preço ligeiramente superiores entre as áreas do MIBEL, nomeadamente a fraca hidraulicidade e conseqüente aumento da utilização das centrais térmicas a carvão e aumento do peso da importação, a par de um aumento do peso relativo da componente intermitente da produção da PRE na estrutura do consumo, que favoreceu a separação das duas áreas de preços. Por outro lado, ocorreram fatores de natureza estrutural, como a integração do total da PRE em referencial de contratação spot iniciada no final de 2011, que permitiu reduzir as diferenças estruturais do parque eletroprodutor em cada uma das áreas do MIBEL.

Do ponto de vista regulatório, o desenvolvimento de mecanismos de supervisão de mercado por parte da ERSE procurou contribuir para o reforço das condições de transparência e de integridade do mercado grossista de eletricidade.

Assim, de um ponto de vista geral, o ano de 2012 ficou marcado por uma evolução favorável ao nível do mercado grossista de eletricidade, traduzida na redução da concentração global da produção de eletricidade. Ainda assim, persiste um elevado grau de concentração no mercado elétrico, pelo que a implementação de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência deverão suceder-se aos desenvolvimentos já alcançados.

### 3.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

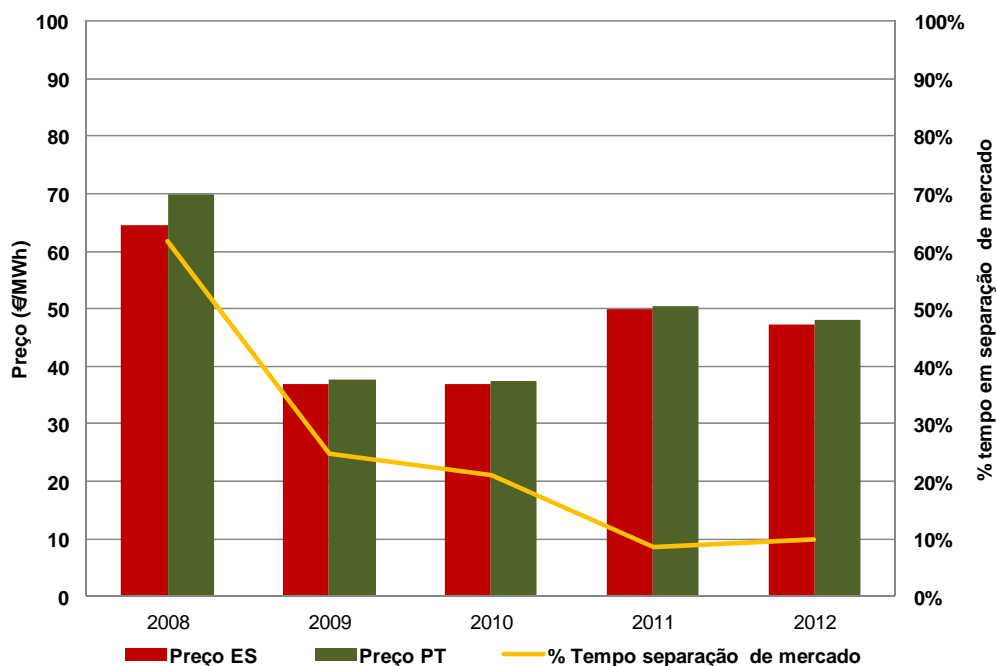
#### **PREÇOS**

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 2012, situou-se em cerca de 48,07 €/MWh, cerca de 5% abaixo do preço registado em 2011 (preço médio anual de 50,45 €/MWh). Esta redução foi fundamentalmente ditada pela evolução em baixa do preço do carvão, determinando a formação de preço abaixo dos custos marginais das centrais térmicas de ciclo combinado, já que as disponibilidades hídricas foram menores em 2012 do que em 2011. Em todo o caso, o valor do preço médio de mercado em 2012 para Portugal está cerca de 31% abaixo do custo marginal<sup>10</sup> das centrais de ciclo combinado a gás natural e cerca de 23% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão.

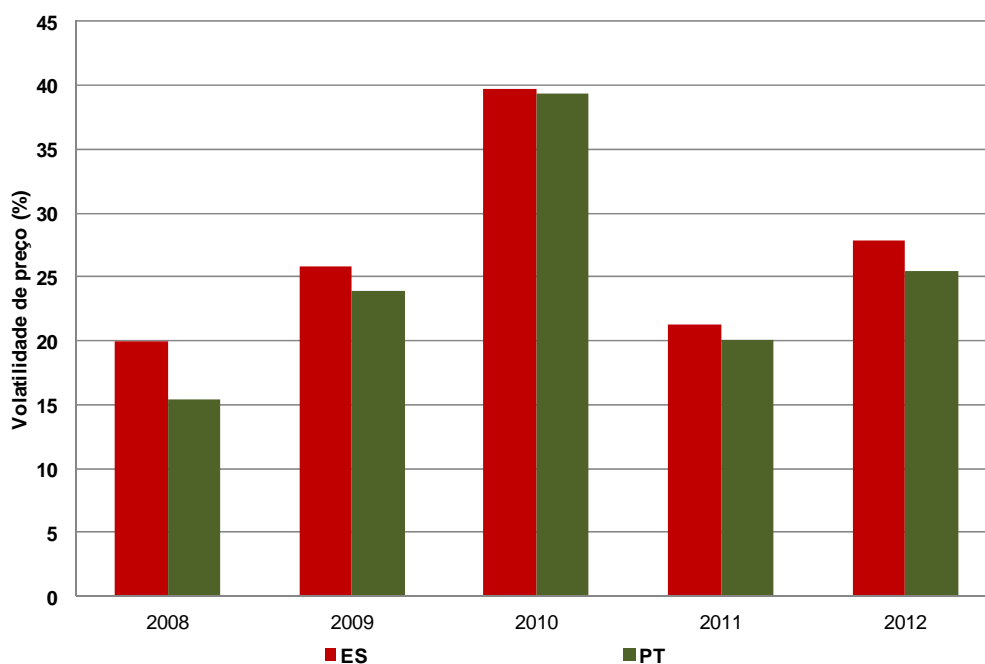
No que respeita à formação do preço em mercado spot, a volatilidade do mesmo representa um aspeto importante considerado pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço. Em 2012, a volatilidade do preço de mercado spot para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 25%, 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 2012, tanto para Portugal como para Espanha, sendo visível um pequeno aumento da volatilidade do preço spot entre 2011 e 2012. Esta circunstância está relacionada com a já referida evolução das disponibilidades hídricas de 2011 para 2012 e consequente aumento da utilização das centrais térmicas

<sup>10</sup> Custo marginal estimado incluindo os custos de emissão de CO<sub>2</sub>.

a carvão, a par de um aumento do peso relativo da componente intermitente da produção na estrutura do consumo, de resto em quebra face a 2011. Em todo o caso, o mercado português tem sido ligeiramente menos volátil em preço que o mercado espanhol.

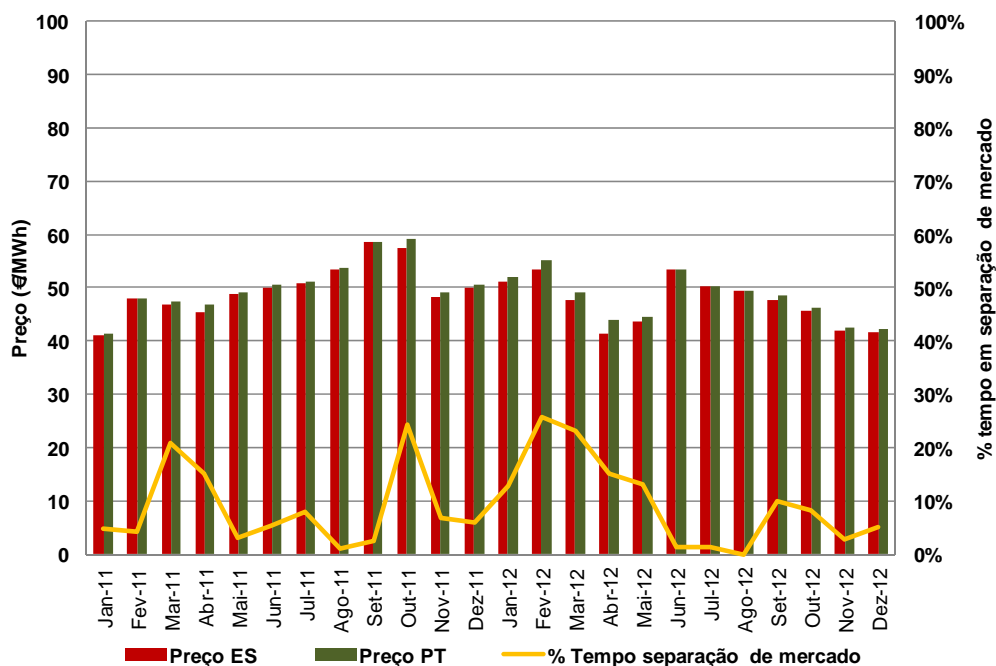
**Figura 3-8 - Volatilidade de preço spot**



Nota: volatilidade medida como o rácio entre o 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 2011 e 2012. No que respeita a 2012, é possível observar: (i) uma redução do preço médio formado em mercado em 2012 face ao que acontecera em 2011, apesar do aumento da volatilidade; (ii) a ocorrência em 2012 de alguns períodos de congestionamento na interligação Portugal-Espanha, particularmente mais sensíveis entre os meses de fevereiro e abril.

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

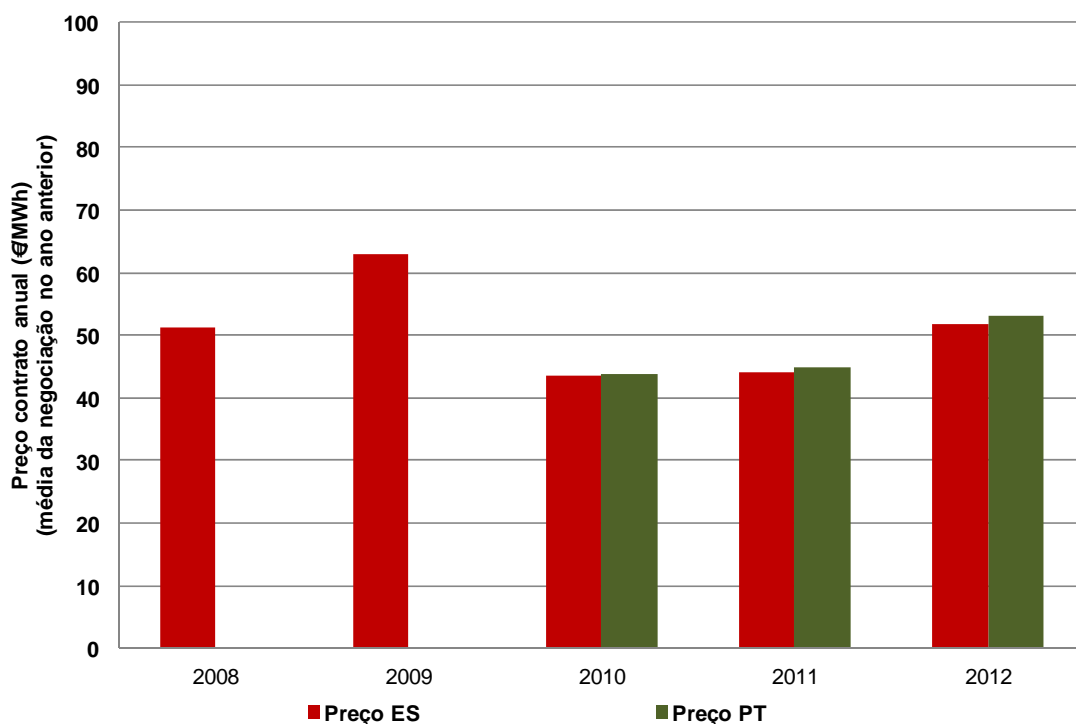


O mercado *spot*, no contexto ibérico, é uma plataforma bastante líquida e, em particular, no caso português, representa a parcela mais significativa de contratação neste referencial de mercado, representando mais de 80% do consumo. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez e profundidade na aceção dos indicadores clássicos utilizados (número de transações, volume em mercado, dispersão dos volumes negociados), há uma necessidade crescente de cobertura dos riscos de variabilidade do preço de mercado spot, para a qual uma das respostas mais efetivas e transparentes será a utilização das plataformas de mercado organizado de contratação a prazo.

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 2011 e 2012, que se situou em cerca de 18%. Com efeito, os agentes de mercado que, em 2011, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2012, teriam pago um preço médio (53,00 €/MWh para Portugal<sup>11</sup>) cerca de 10,25% superior ao que se veio a formar em mercado spot. A Figura 3-10 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, em entrega em carga base.

<sup>11</sup> O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2012 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e OTC.

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

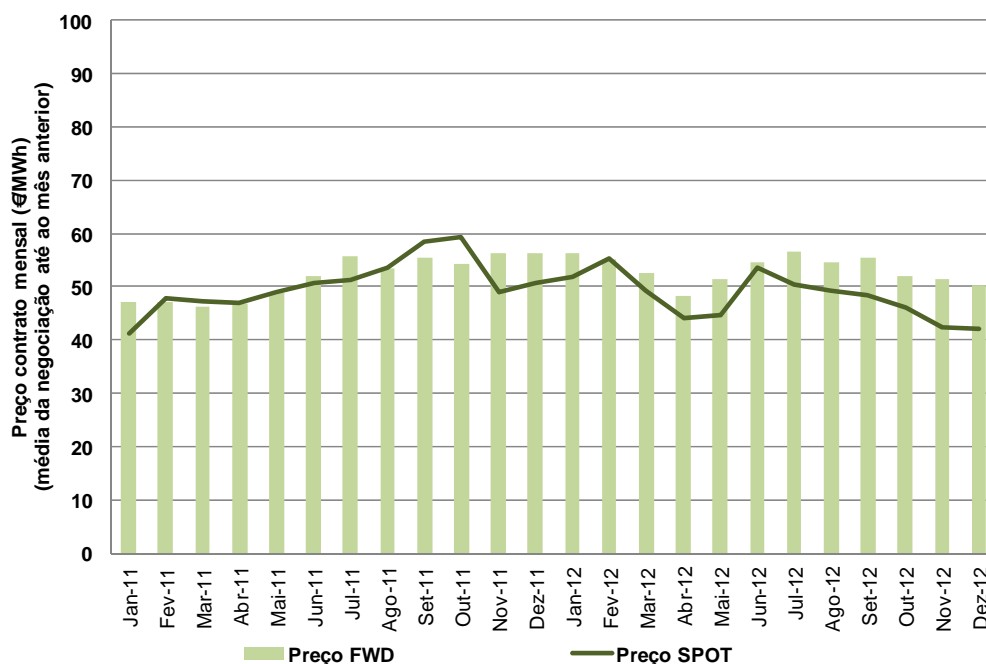


Notas: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega, para entrega em carga base; preço de 2012 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2011.

Por outro lado, a evolução da negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base demonstra uma relativa degradação das expectativas face ao preço formado no mercado spot para o mês correspondente, com o prémio de risco médio na contratação a prazo a aumentar ao longo da segunda metade de 2012.

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 média de preços mensais em mercado a prazo foi, em 2012, superior ao que sucedeu em 2011, em cerca de 1,60 €/MWh.

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



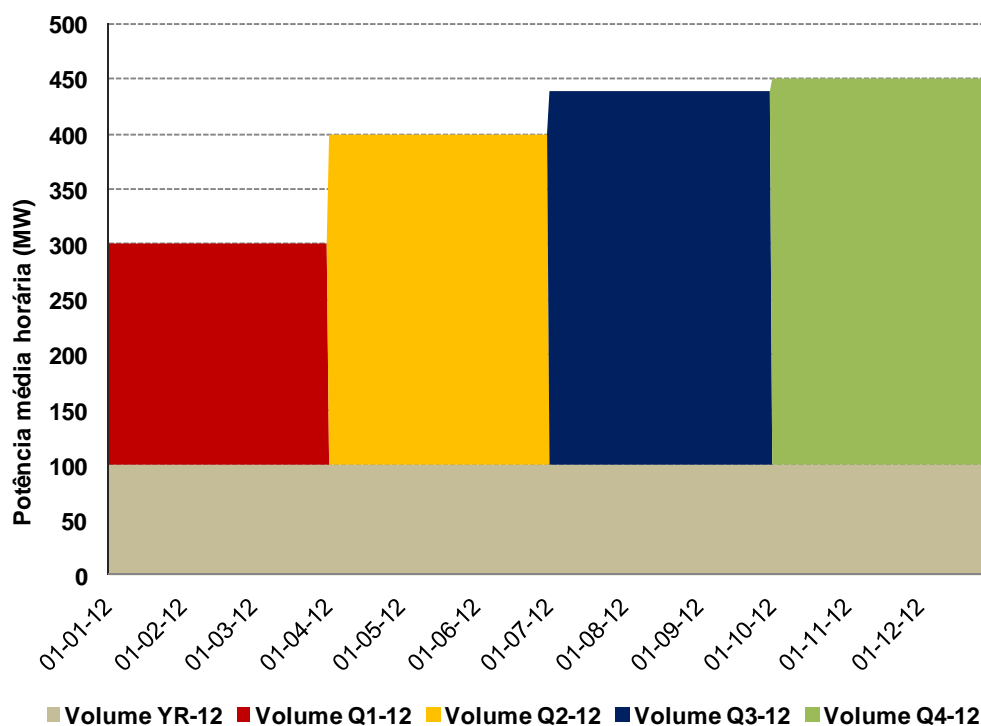
No final de 2011, através de revisão do quadro regulamentar, a ERSE introduziu um mecanismo de contratação a prazo que permite a colocação em maturidades trimestrais e anuais de energia adquirida a produtores em regime especial. Este mecanismo foi implementado com três motivações principais: (i) permitir a existência de condições de aprovisionamento e/ou de cobertura de riscos de preço aprovisionamento, (ii) a estabilização e maior previsibilidade regulatória dos valores de receitas com a colocação de energia de PRE em mercado (com reflexo na estabilização do sobrecusto correspondente) e (iii) a promoção de liquidez em produtos de contratação a prazo com entrega na área portuguesa do MIBEL.

Durante o ano de 2012, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados quatro leilões de PRE, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses quatro leilões trimestrais, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) que variou entre os 300 MW do primeiro trimestre do ano e os 450 MW no quarto trimestre. A variação de volume foi integralmente efetuada pela modulação de quantidade no produto trimestral (de 200 MW no primeiro trimestre, 300 MW no segundo, 338 MW no terceiro e 350 MW no quarto trimestre). O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 7,1% do consumo nacional.

A Figura 3-12 apresenta graficamente o perfil de quantidades que decorreu dos quatro leilões realizados em 2012.



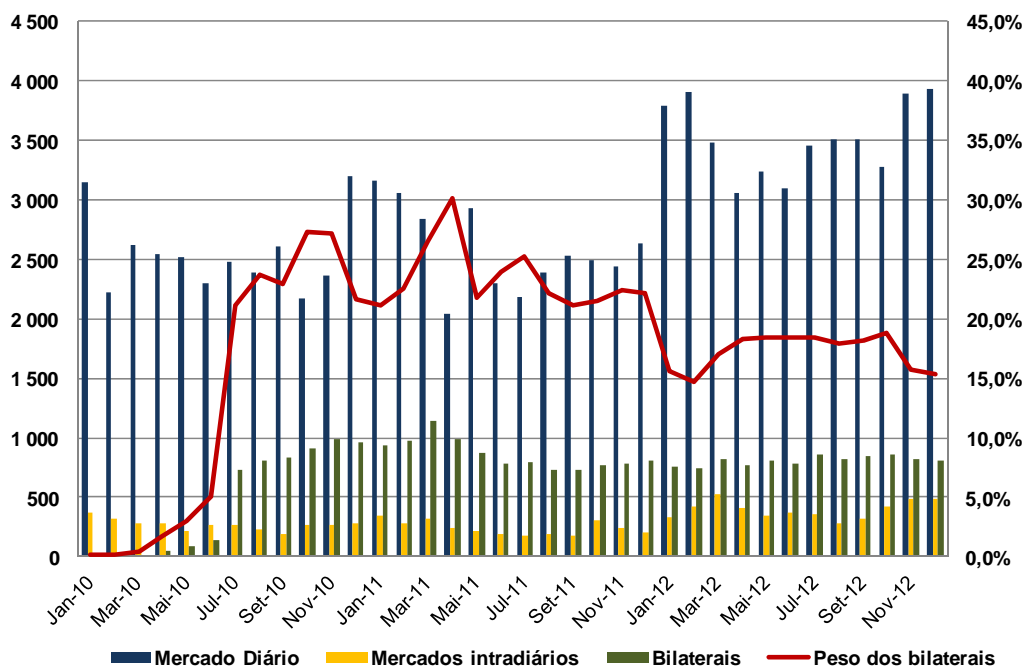
Figura 3-12 - Volume colocado nos leilões PRE em 2012



Os leilões realizados para entrega no ano de 2012 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE e consequente minoração dos sobrecustos repercutidos nas tarifas, num montante global de cerca de 17 milhões de euros. A esta circunstância acresce que a existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliados positivamente pelos agentes de mercado.

Relativamente à negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários), esta é, no caso português, muito superior ao que é transacionado em contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-13. 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 3-13 - Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados

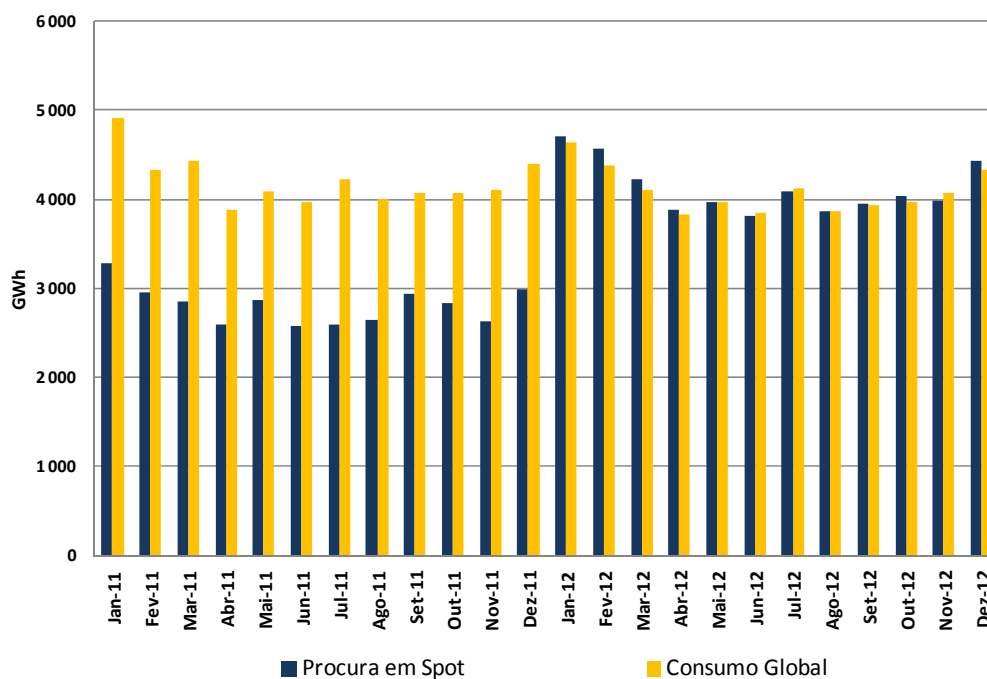


Para o ano de 2012 observa-se um valor médio do peso da contratação bilateral no volume total de contratação ainda inferior ao que se registou no passado recente, por via da integração do total da PRE em referencial de contratação spot e da manutenção de valores absolutos de contratação bilateral num patamar médio inferior ao de 2011. Com efeito, a tendência ao longo do ano foi de uma relativa estabilização do peso da contratação bilateral, sendo a sua magnitude mais estável do que a que ocorreu nos últimos anos.

A alteração significativa dos volumes de contratação em mercado diário prende-se com a implementação completa em 2012 da explicitação autónoma dos volumes de PRE, os quais deixaram de ser colocados em mercado numa ótica de compensação de volumes entre as necessidades de procura do CUR (o comprador instrumental da PRE) e de oferta da produção de PRE.

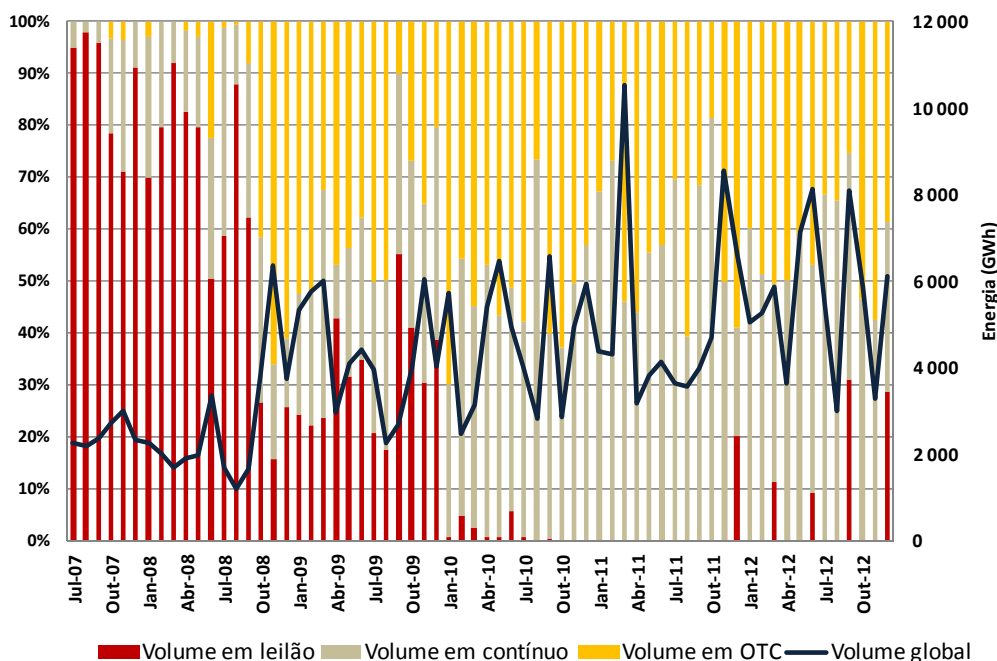
A evolução, quer da procura dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental é apresentada na Figura 3-14, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*. Durante o ano de 2012, a explicitação total da oferta de PRE contribuiu decisivamente para este grau de cobertura do consumo pela procura em mercado diário.

Figura 3-14 - Procura em mercado spot e consumo global mensal



A Figura 3-15 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 3-15 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL



O aumento do volume de negociação em leilão em dezembro de 2011 e nos meses de março, junho, setembro e dezembro de 2012 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.

O volume global de negociação em mercado a prazo gerido pelo OMIP (incluindo as operações registadas correspondentes a OTC) foi superior em 2012 a 66 TWh, o que significa um crescimento de cerca de 9% face ao ano de 2011.

## TRANSPARÊNCIA

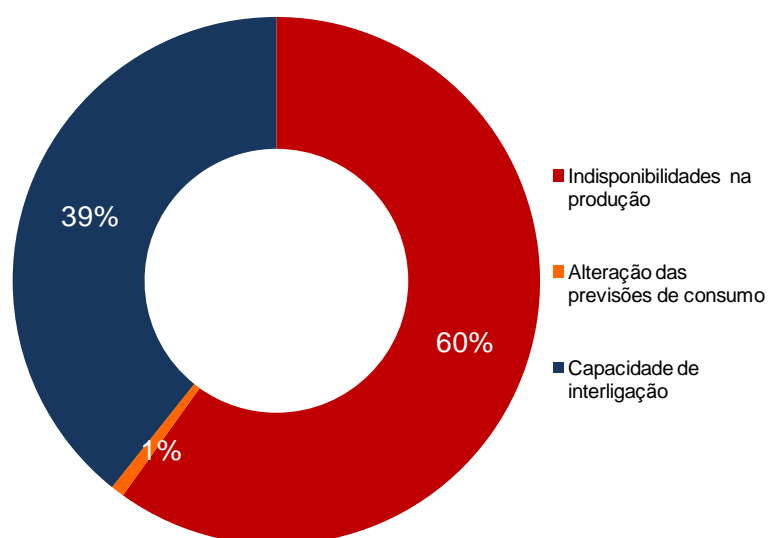
Do ponto de vista da monitorização dos mercados, importa considerar as regras de transparência dos mesmos, sendo que o mercado grossista de eletricidade em Portugal beneficia de um enquadramento regulamentar que já impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a existência 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>12</sup>. Durante o ano de 2012, foram comunicados 1588 factos relevantes. Destes, cerca de 60% correspondem a comunicação de indisponibilidades de produção, sua atualização ou alteração, e 39% 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 3-16 - Comunicação de factos relevantes**



### EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

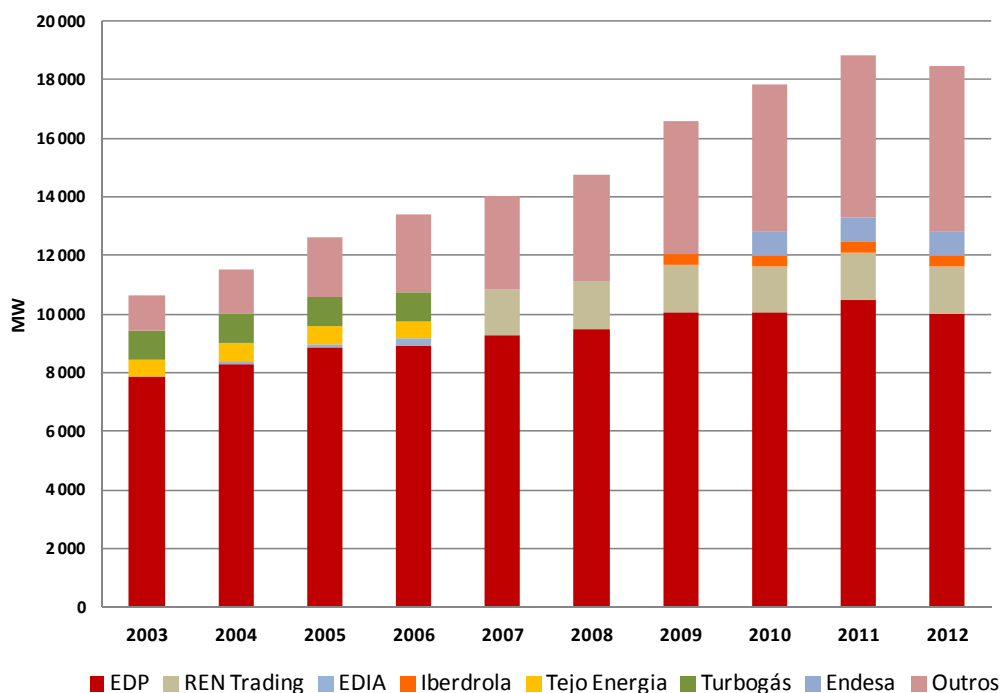
A avaliação do mercado grossista deve efetuar-se através da caracterização do parque eletroprodutor instalado e da sua produção efetiva. Para isso, importa analisar a evolução do parque instalado em termos de energia primária utilizada, efetuada neste documento, no capítulo 3.3.1.

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-17, sendo constatável que a EDP detém a maior parte do parque eletroprodutor português. No entanto, a sua

<sup>12</sup> Disponível em <http://www.mercado.ren.pt/Informa/Paginas/default.aspx>.

expressão tem vindo a reduzir-se quer em termos relativos quer em termos absolutos, nomeadamente devido ao descomissionamento de 6 grupos da Central do Carregado.

**Figura 3-17 - Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal  
Por agente e capacidade instalada**



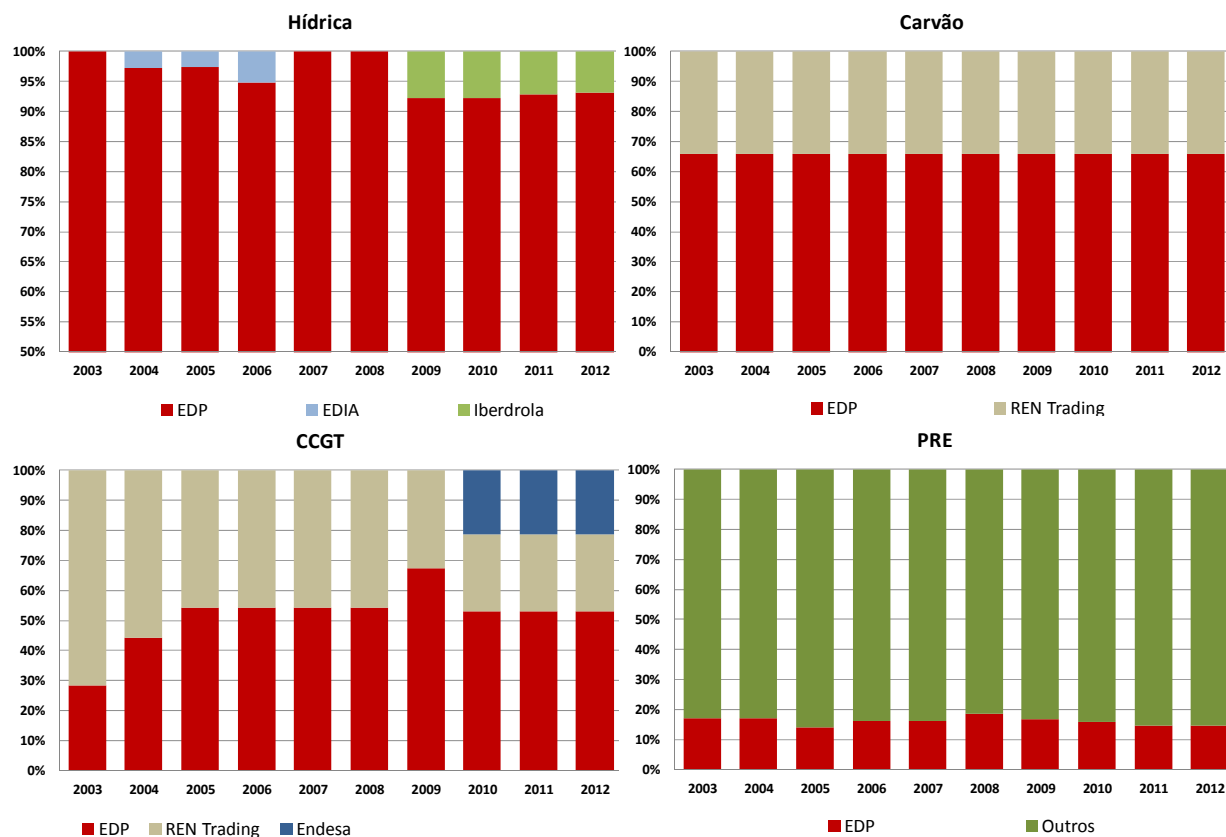
A quota do grupo EDP na capacidade instalada tem vindo a reduzir-se, muito por força do crescimento do segmento da PRE, no qual a EDP tem uma posição individual minoritária.

No período entre 2003 e 2012, a quota da EDP na capacidade instalada total reduziu-se em cerca de 18%, tendo sido observada uma redução entre 2009 e 2012 da ordem dos 7%.

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 3-18.

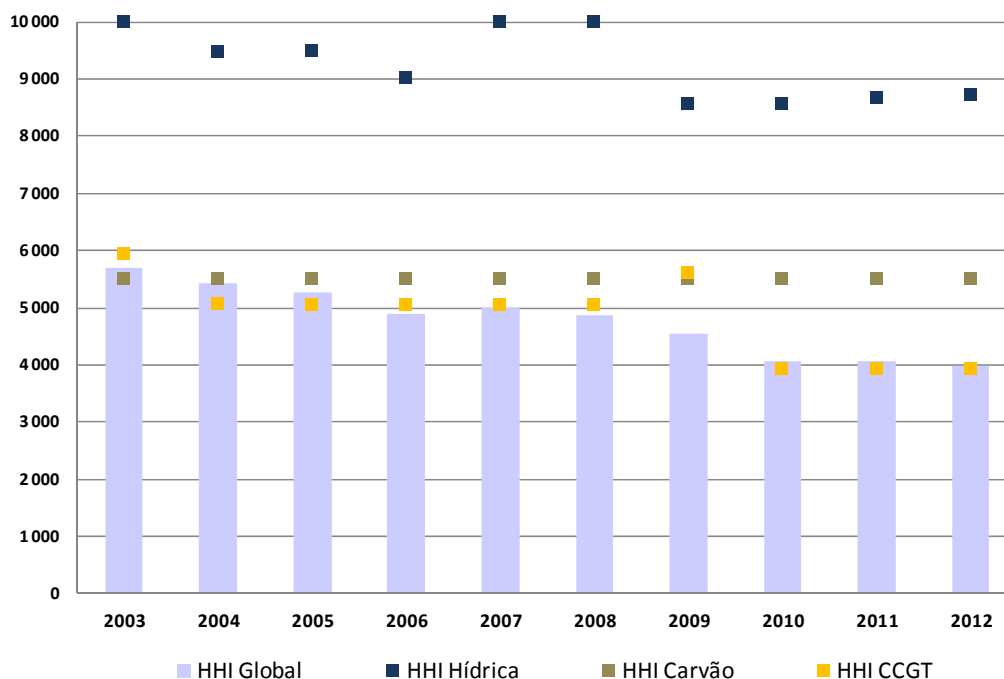
Figura 3-18 - Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias



Nota: Até 2007, os valores da REN Trading correspondem à Turbogás, no caso das CCGT, e à Tejo Energia, no caso do carvão.

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 3-19, que apresenta os valores do índice de Hirschman-Herfindall (HHI), que mede a concentração empresarial.

Figura 3-19 - Concentração na produção em termos de capacidade instalada

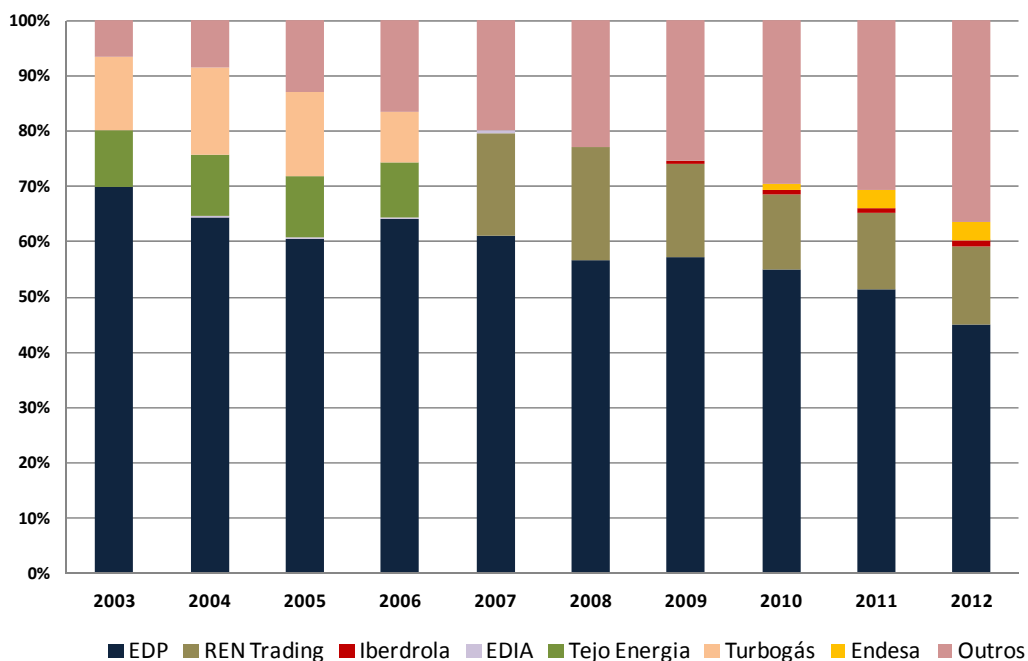


Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram uma evolução entre 2003 e 2012 no sentido de um decréscimo gradual da concentração global da oferta de capacidade no sistema português, particularmente por via do referido aumento da capacidade da PRE. No segmento do carvão não se registaram alterações 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 3-20, enquanto a mesma evolução nas diferentes tecnologias e regime especial é apresentada na Figura 3-21.



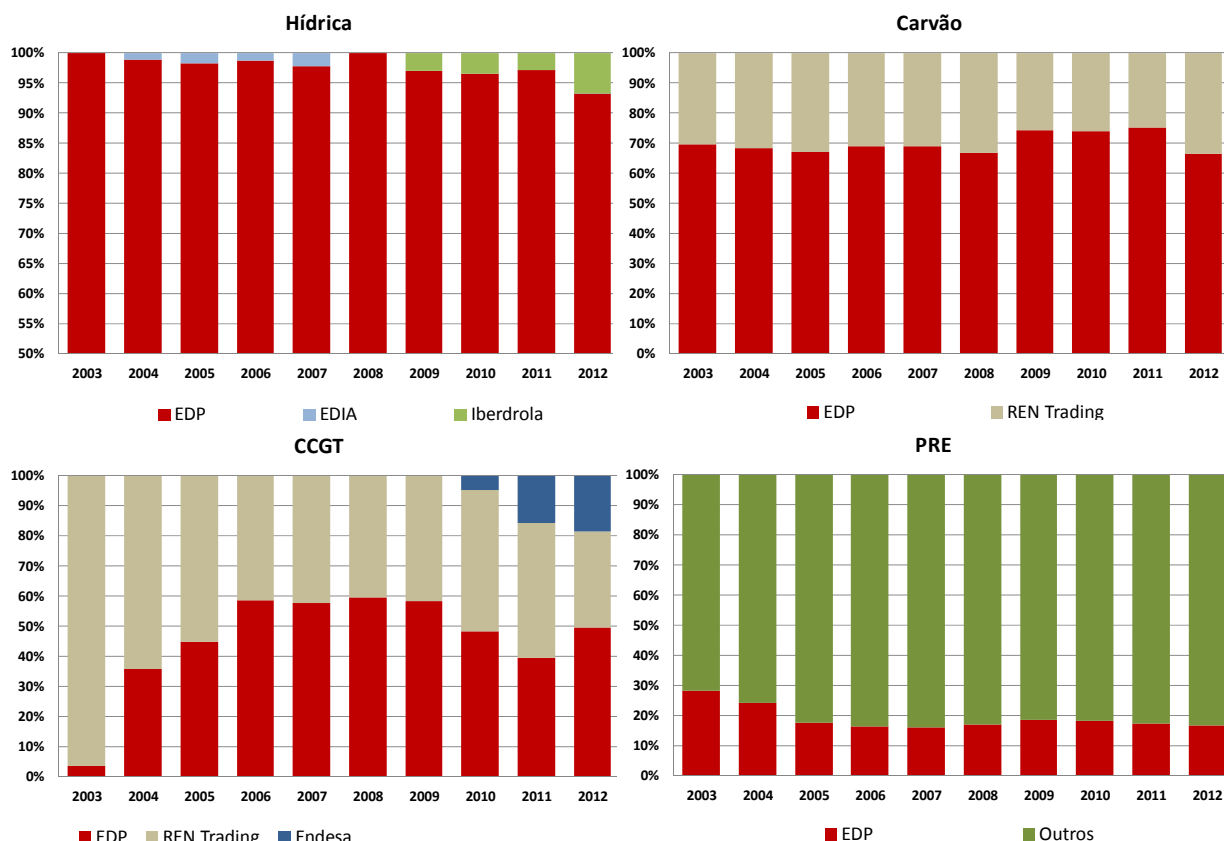
Figura 3-20 - Quotas de energia produzida por agente



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

Do ponto de vista global, em 2012, 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 da PRE e com o aumento da produção da nova central de ciclo combinado da Endesa.

Figura 3-21 - Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias



Nota: Até 2007, os valores da REN Trading correspondem à Turbogás, no caso das CCGT, e à Tejo Energia, no caso do carvão.

Em termos de energia produzida, a evolução entre 2003 e 2012 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do incumbente EDP nas principais tecnologias. Há a registar uma relativa estabilização da quota do incumbente na produção da PRE, embora com um ligeiro decréscimo entre 2009 e 2012.

Relativamente à tecnologia hídrica, regista-se uma redução da quota da EDP em 2012, facto que se deve à existência de pouca água no sistema, fruto de um ano seco.

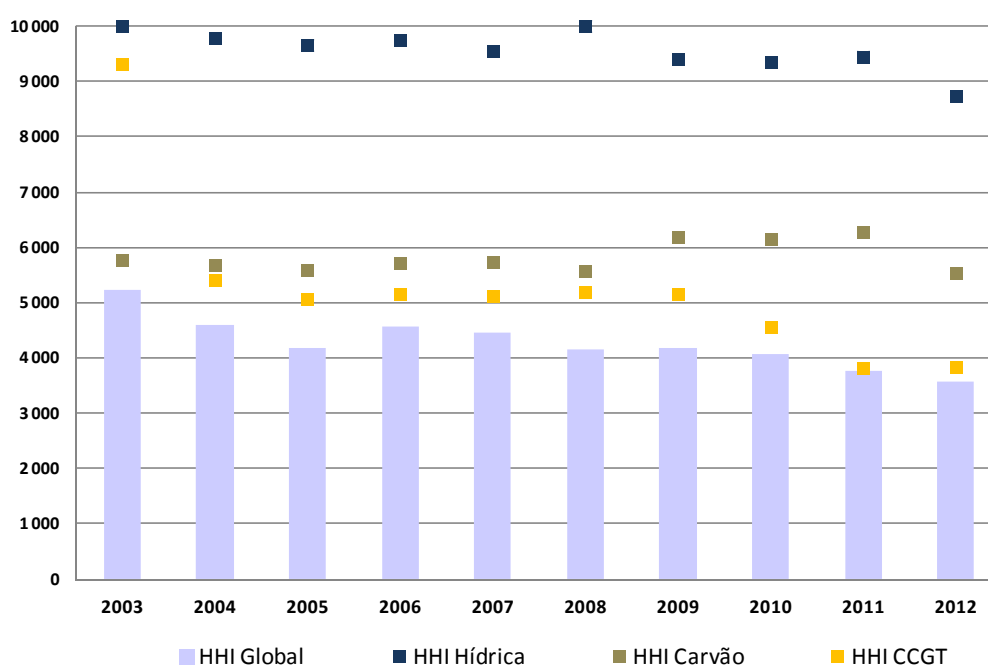
No caso dos ciclos combinados a gás natural, em 2012, a EDP viu a sua quota aumentar devido à redução da produção da REN Trading.

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. Contudo, e apesar deste facto, esta situação inverteu-se em 2012, tendo a REN Trading um valor de consumo referido à emissão significativamente

superior aos registados em anos anteriores, o que se pode atribuir a questões de gestão do contrato de aprovisionamento de carvão àquela central.

Os indicadores de concentração para a produção de energia elétrica, apresentados na Figura 3-22, demonstram que, globalmente, a produção foi, em 2012, empresarialmente menos concentrada que a que ocorreu em 2011. Esta evolução é sustentada fundamentalmente com a redução da concentração nas fileiras de hídrica e carvão, enquanto a posição do grupo EDP na produção em regime especial se mantém como minoritária face ao global do segmento.

**Figura 3-22 - 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.

### 3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista, o ano de 2012 foi marcado pela consolidação do segmento liberalizado em termos de consumo global de eletricidade, motivada por alguns fatores de ordem estrutural:

- a extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais;
- a implementação de mecanismos regulados de cobertura de risco para os comercializadores;
- o reforço da comunicação aos consumidores finais sobre o processo de abertura de mercado;
- o aperfeiçoamento das regras de mudança de comercializador.

Do mesmo modo, ao nível de fatores conjunturais, os reduzidos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha ao nível do mercado grossista propiciaram a perceção de menores riscos comerciais aos comercializadores que operam a partir de Espanha e que concorrem com o operador dominante no mercado português.

A evolução da concentração do mercado retalhista de eletricidade (cujo segmento liberalizado aumentou significativamente em volume) caracterizou-se, em 2012, por uma maior dispersão de quotas de mercado e, conseqüentemente, redução dos indicadores de concentração de mercado.

A mudança de comercializador em 2012 foi marcada por uma penetração significativa dos comercializadores em regime de mercado nos segmentos de clientes com maior consumo, grandes clientes e consumidores industriais, na casa, respetivamente, dos 97% e 92% do total de consumo de cada segmento.

### 3.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

#### **METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS PRATICADOS 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 setor elétrico.

Os comercializadores de energia elétrica devem enviar à ERSE anualmente os preços de referência<sup>13</sup> e publicá-los junto dos consumidores, bem como enviar trimestralmente os preços médios efetivamente praticados pelos comercializadores no mercado retalhista.

---

<sup>13</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 permitem 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.

#### **TRANSPARÊNCIA**

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.

De forma garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes divulgam na sua página de internet as ofertas que se encontram a praticar no mercado, quer em termos de preços quer de condições comerciais, e se estas se encontram de acordo com a informação sobre preços de referência enviada à ERSE no âmbito da monitorização.

É ainda publicado no sítio da Internet da ERSE um relatório mensal sobre o mercado liberalizado, com informação relativa à evolução do número de clientes, consumos e quotas de mercado.

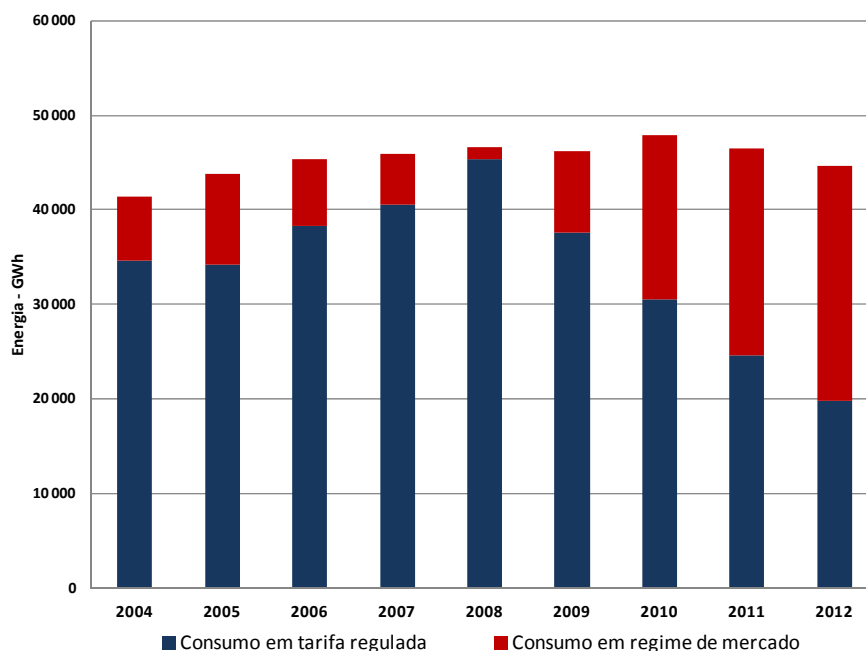
Tendo por referência a legislação europeia e nacional sobre o setor elétrico, a regulamentação aprovada pela ERSE elenca os principais elementos que devem integrar o conteúdo de qualquer contrato de fornecimento de eletricidade. Tratando-se de um comercializador de último recurso, as condições contratuais gerais devem conter um conjunto mínimo de informações aprovadas pela ERSE. Já os comercializadores em regime de mercado devem enviar à ERSE um exemplar das condições gerais dos contratos propostos aos consumidores, que também devem disponibilizar nas respetivas páginas na Internet. Para os comercializadores que disponham de ofertas para o fornecimento de eletricidade aos clientes em BTN, as correspondentes propostas contratuais devem ser apresentadas obrigatoriamente nas suas páginas na Internet, sob a forma de oferta pública.

Periodicamente a ERSE procede à avaliação das condições contratuais gerais vigentes e propõe junto dos comercializadores eventuais alterações que possam mostrar-se mais conformes às exigências de informação no mercado a cada momento. Sempre que se justifique, a ERSE faz uso de recomendações dirigidas também aos comercializadores de eletricidade, tendo em vista a adoção de práticas comerciais adequadas a um melhor funcionamento do mercado e conseqüente aumento da satisfação das necessidades coletivas dos consumidores. Estas recomendações não são vinculativas, mas o seu não acolhimento ou execução determinam a obrigação de informar a ERSE e o público em geral sobre as razões que motivaram a sua não observância.

#### **EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA**

O processo de liberalização do setor 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 3-23.

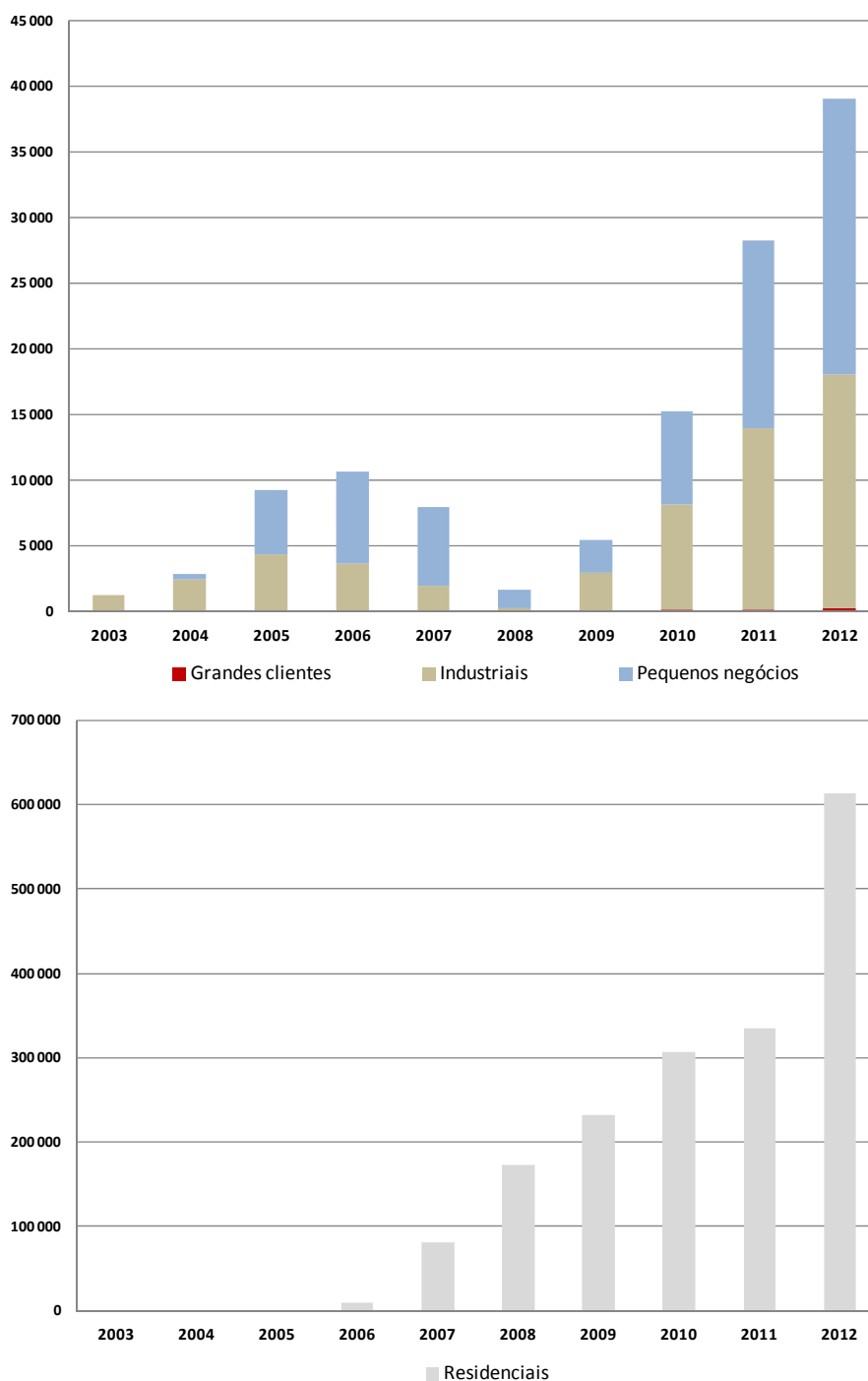
**Figura 3-23 - Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado**

O ano de 2012 veio consolidar a tendência verificada desde 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 janeiro de 2013, abrangeu todo o conjunto de clientes incluindo os residenciais.

Com esta evolução, em 2012 o consumo em mercado representou cerca de 56% 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, que em 2012 cresceu mais de 80% face ao ano anterior. Por outro lado, é possível observar que em 2012 os segmentos com um maior consumo e já abrangidos desde 2011 pela extinção das tarifas – grandes clientes (MAT e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) - verificaram um crescimento do peso relativo do mercado.

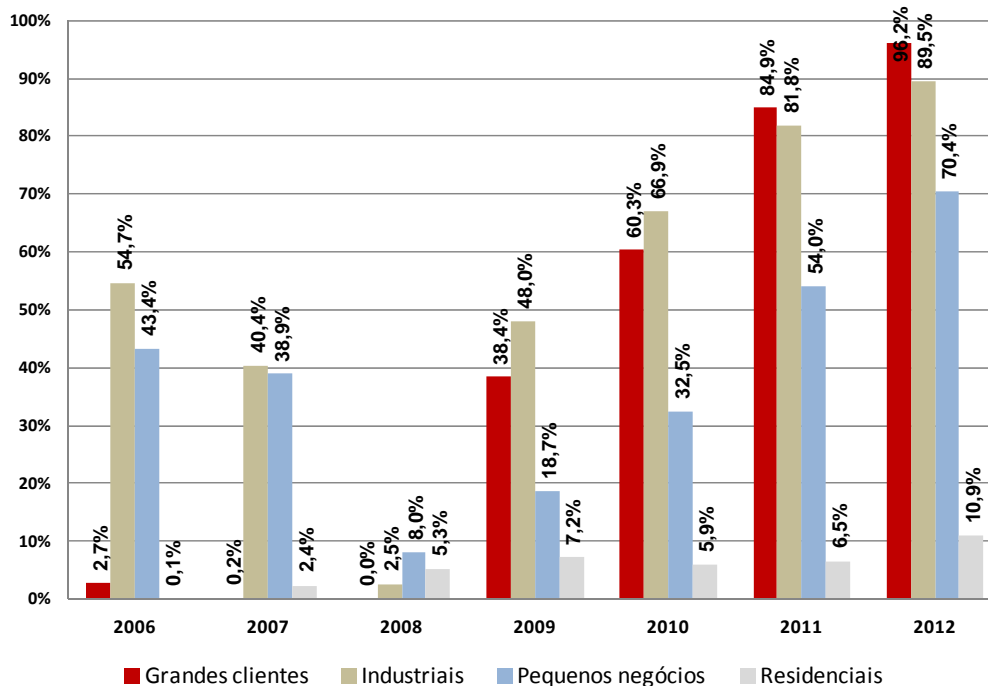
Figura 3-24 - Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental (n.º de clientes)



A Figura 3-25 apresenta a parte dos consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado, sendo observável que, no conjunto do ano de 2012, cerca de 90% do consumo de clientes industriais foi assegurado por comercializadores em mercado e que mais de 96% do consumo de grandes clientes se inseriu na mesma dinâmica.



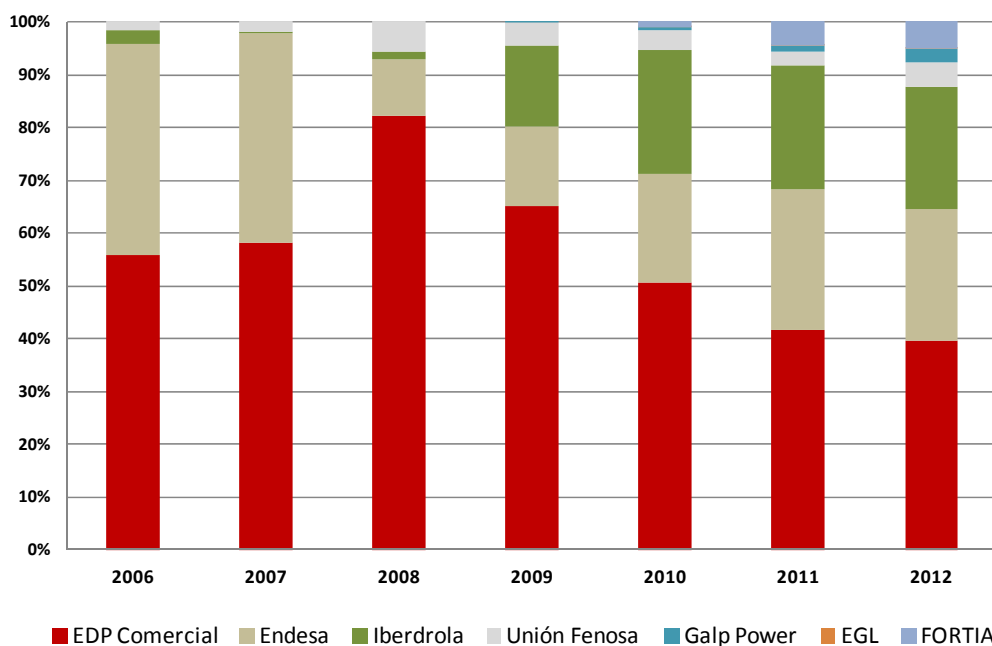
Figura 3-25 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes



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 evolução do mercado liberalizado em sentido de crescimento em 2012 correspondeu igualmente a uma redução da concentração empresarial. Registou-se uma redução da quota de mercado do grupo EDP, principal operador, desde 2008 até 2012, que representa no último ano cerca de 40% dos fornecimentos em mercado, conforme se pode extrair da Figura 3-26.

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 3-26 - Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora**

### 3.2.2.2 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

#### RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO

No contexto de tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em BTN em 2012, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos previstos no artigo 3.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

#### MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

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

Do quadro institucional e jurídico da concorrência e do setor 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 setorial 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 setorial 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, com os primeiros efeitos em 2012 e 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, promovendo uma concorrência mais efetiva no mercado..

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).

Em junho de 2012, a ERSE promoveu uma sessão de esclarecimento com todos os operadores de mercado referente à implementação do regulamento europeu relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT), o qual procurou estabelecer um patamar equitativo de preparação para cumprimento da disposição do regulamento. Estas regras estão relacionadas com a promoção de um mercado mais transparente e a afirmação de uma concorrência mais efetiva no setor da eletricidade.

#### **DÉFICE TARIFÁRIO**

Os défices tarifários correspondem à diferença entre os proveitos que as tarifas devem recuperar num período e os proveitos aceites pelo regulador afetos a esse período, por força de limitações tarifárias.

De seguida são elencadas as principais situações que geraram défice tarifário em Portugal.

Os défices tarifários surgiram a partir de 2006. As tarifas de venda a clientes finais em BT definidas para o ano 2006 foram limitadas para que a sua variação não fosse superior à variação esperada do Índice de Preços implícito no Consumo Privado. No caso das tarifas de venda a clientes finais em BTN, definidas para 2007, a sua variação foi limitada a 6%. Estas limitações criaram défices tarifários nas empresas reguladas, cuja recuperação é feita em prestações contantes através da tarifa de UGS, paga por todos os consumidores, durante um período de 10 anos com início em 2008.

As tarifas de 2008 não tiveram qualquer condicionante que resultasse na criação de défice tarifário. Nas tarifas de 2009, fruto do aumento substancial dos custos de aquisição de energia ocorrido em 2008, e de acordo com o Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, os ajustamentos tarifários de 2007 e 2008 relativos aos custos da energia foram diferidos por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010. O sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE) previsto para 2009, foi igualmente diferido.

À data, o sobrecusto com a PRE correspondia à diferença entre o preço médio de aquisição à PRE e o preço médio de aquisição de energia por parte do CUR no mercado grossista. Esta diferença é socializada na tarifa de UGS.

Em 2010 e 2011 não houve, novamente, criação de défice tarifário, no entanto, em 2012 foi criado mais um défice tarifário correspondente ao sobrecusto da PRE de 2012.

Este défice resultou da publicação, em 2011, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73-A.º, que altera a repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial nas tarifas. Segundo este diploma, os sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período quinquenal, a partir das tarifas para 2012.

Em 2012, os valores em dívida das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico eram os seguintes:

**Quadro 3-4 - Déficit tarifário**

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

	<b>Saldo em dívida em 2012</b>
Défice tarifário 2006/2007	189 515
Défice tarifário 2008	1 438 352
Défice tarifário 2012	973 326
Outros	252 406
<b>Total</b>	<b>2 853 599</b>

### 3.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No quadro legal português, republicado em 8 de outubro de 2012 através dos Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012, as competências relativas à segurança do abastecimento no setor elétrico e no setor do gás natural são da responsabilidade do Governo que delegou na Direção 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.

#### 3.3.1 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 54% face aos 51% registados em 2011 e 47% registados em 2010. Apesar da potência total instalada ter verificado uma redução de 357 MW, o aumento da margem de capacidade fica a dever-se à forte redução da ponta de consumo face ao ano anterior.

A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada apresenta-se no Quadro 3-5.

**Quadro 3-5 - Margem de capacidade**

	2012 (MW)	2011 (MW)	2010 (MW)	2009 (MW)	2008 (MW)	2012/2008 Variação (%)
Potência instalada total	18 546	18 903	17 905	16 738	14 924	24%
Térmica	6 697	7 407	7 407	6 690	5 820	15%
Hidráulica	5 239	4 980	4 578	4 578	4 578	14%
PRE	6 610	6 516	5 920	5 470	4 526	46%
Potência máxima anual	8 554	9 192	9 403	9 217	8 973	-5%
Margem de capacidade	9 992 (54%)	9 711 (51%)	8 502 (47%)	7 521 (45%)	5 951 (40%)	68%

Fonte: Dados de 2012 obtidos a partir da REN

Em complemento, verifica-se que o consumo de energia elétrica em 2012 se situou em 49,1 TWh, registando-se uma quebra anual de 2,9% (3,6% com correção do efeito de temperatura e número de dias úteis).

Em 2012 verificaram-se condições hidrológicas extremamente desfavoráveis, com um índice de hidraulicidade de 0,48. As centrais hidroelétricas contribuíram para o abastecimento de apenas 12% do

consumo, cerca de metade do verificado no ano anterior, tendo as centrais térmicas assegurado uma quota de 35%, com 11% da produção a partir centrais de gás natural e 24% a partir de centrais a carvão.

As entregas dos produtores eólicos registaram a sua quota mais elevada de sempre, cerca de 20%, tendo a produção em regime especial abastecido 37% do consumo.

O saldo importador aumentou 181% e representou 16% do consumo.

Em 2012 registou-se um aumento da capacidade instalada em centrais hidroelétricas em regime ordinário, com a entrada em serviço da central de Alqueva II, reversível, com 254 MW, passando a potência instalada em grandes aproveitamentos hidroelétricos para 5,24 GW.

Ao nível das centrais térmicas em regime ordinário, registou-se a desclassificação da central do Carregado, a fuelóleo, com 710 MW.

Em termos de produção em regime especial, salienta-se a instalação de novos 113 MW por produtores eólicos, 65 MW por produtores fotovoltaicos, 5 MW por produtores hidráulicos, atingindo um total de 6 610 MW.

No desenvolvimento da RNT em 2012 destacam-se as intervenções para melhoria de alimentação aos consumos. Em Trás-os-Montes entrou ao serviço a nova subestação 220/60 kV de Valpaços, no Porto duas novas ligações em circuito subterrâneo a 220 kV, uma entre as subestações de Vermoim e Prelada, e a outra entre o posto de transição de Valongo e a subestação de Ermesinde.

Em Lisboa, também para apoio ao abastecimento dos consumos, passaram à exploração o segundo circuito subterrâneo Alto de Mira – Zambujal, a 220 kV, e um novo circuito subterrâneo entre o Prior Velho e o Alto de São João.

Na zona litoral norte e sul do Tejo, foi concluída a nova ligação a 400 kV entre Marateca e Fanhões, introduzindo um reforço na fiabilidade do eixo norte-sul e também na alimentação aos consumos da região de Lisboa e Península de Setúbal.

Em termos de qualidade de serviço, a rede de transporte apresentou o melhor desempenho de sempre com um Tempo de Interrupção Equivalente de zero minutos.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia nos últimos 5 anos é apresentada no Quadro 3-6.

**Quadro 3-6 - Repartição da produção**

	2012	2011	2010	2009	2008
Gás Natural (sem PRE)	11%	28%	28%	23%	25%
Saldo Importador	16%	6%	5%	9%	19%
Carvão	24%	18%	13%	24%	21%
Hidráulica (sem PRE)	12%	20%	28%	14%	11%
PRE (com mini-hídrica)	37%	36%	34%	29%	23%
Fuel	0%	0%	1%	1%	1%

Fonte: Dados de 2012 obtidos a partir da REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 3-7.

**Quadro 3-7 - Abastecimento do consumo**

	2012 (GWh)	2011 (GWh)	Variação (%)
Produção hidráulica	5 824	10 221	-43,0
Produção térmica	17 974	23 495	-23,5
PRE	18 755	18 185	3,1
Saldo importador	7 895	2 813	180,7
Bombagem hidroelétrica	1 388	737	88,3
Consumo total	49 060	50 504	-2,9

Fonte: Dados de 2012 obtidos a partir da REN

No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, ocorreu no dia 13 de fevereiro com 8554 MW, valor inferior em 638 MW ao observado em janeiro de 2011, verificando-se uma redução da potência máxima anual pelo 2.º ano consecutivo.

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-8.

**Quadro 3-8 - Potência máxima anual**

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2012	13-Fev	8 554	-6,94
2011	24-Jan	9 192	-2,24
2010	11-Jan	9 403	2,02
2009	12-Jan	9 217	2,72
2008	02-Dez	8 973	-1,50

Fonte: Dados de 2012 obtidos a partir da REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-9.

**Quadro 3-9 - Parque electroprodutor**

	2012 (MW)	2011 (MW)	Varição (MW)
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS	5 239	4 980	259
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	6 697	7 407	-710
Carvão	1 756	1 756	0
Gás natural	3 829	3 829	0
Fuel / Gás natural / Gasóleo	1 112	1 822	-710
POTÊNCIA INSTALADA PRE	6 610	6 516	94
Produtores Térmicos	1 779	1 868	-89
Produtores Hidráulicos	417	412	5
Produtores Eólicos	4194	4081	113
Produtores Fotovoltaicos	220	155	65
Produtores Energia das Ondas	0	0	0
TOTAL	18 546	18 903	-357

Fonte: Dados de 2012 obtidos a partir da REN

### 3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Durante 2012, no tocante aos novos investimentos em produção, não houve desenvolvimentos relativamente à situação descrita no relatório anterior.

Nestes termos, para além da já referida desclassificação da central do Carregado em 2012, a evolução expectável do sistema electroprodutor em regime ordinário até 2020, resulta, de acordo com a REN<sup>14</sup>, do desenvolvimento dos projetos de construção de 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, face à conjuntura atual, estes novos investimentos poderão ser revistos.

A evolução do parque hidroelétrico também não sofreu alterações, prevendo-se 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.

<sup>14</sup> Relatório sobre segurança do abastecimento para o período de 2009 a 2020.



No tocante à PRE, não tendo ocorrido modificações ao PNAER durante 2012, manteve-se a evolução prevista da potência instalada indicada no Quadro 3-10.

**Quadro 3-10 - 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 Nacional de Acção para as Energias Renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE", DGEG.  
"Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014 (2019)", REN.

### 3.3.3 MEDIDAS PARA COBERTURA DE PICOS DE PROCURA OU FALHAS DE FORNECIMENTO

Durante o ano de 2012 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas destinadas a garantir a cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento.



## **4 MERCADO DO GÁS NATURAL**

### **4.1 REGULAÇÃO DAS REDES**

#### **4.1.1 SEPARAÇÃO DE ATIVIDADES**

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

Em 2012 o processo de certificação da REN Gasodutos, S.A., como operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) em regime de separação total de propriedade (“ownership unbundling”), ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 9.º e 10.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e do artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, caracterizou-se por desenvolvimentos relevantes.

Por um lado, concretizou-se a reprivatização de 40% do capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., que controla a 100% o capital da REN Gasodutos, S.A. Desta forma, o Estado português reduziu a sua participação no capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. para 11%, deixando de a controlar e passando as empresas State Grid International Development Limited e Oman Oil Company S. A. O. C. a serem os maiores acionistas do grupo empresarial, respetivamente, com 25% e 15% do seu capital social. Esta alteração da estrutura acionista refletiu-se, ao longo do ano, em alterações nos membros eleitos para os corpos sociais da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A..

Por outro lado, as alterações introduzidas ao Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, clarificaram alguns aspetos da transposição da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, tendo sido reforçados os poderes de fiscalização das atividades do operador da RNTGN por parte da ERSE, como entidade reguladora nacional, e do Estado português, como entidade concedente.

Finalmente, a Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, conferiu poderes à ERSE no âmbito do regime sancionatório do setor energético, transpondo, em complemento com a alteração ocorrida aos Estatutos da ERSE, as disposições estabelecidas sobre o tema na Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

##### **DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM**

O disposto no artigo 26.º, n.º 3 da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, foi transposto para o ordenamento jurídico nacional através da publicação do Decreto-Lei

n.º 77/2011, de 20 de junho, introduzindo alterações à legislação que serve de base à organização e funcionamento do SNGN (Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro). Esta mesma legislação foi já alterada e republicada pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e desenvolvida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, também de 26 de outubro, alterando a anterior legislação complementar sobre o setor elétrico (Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho). Já no segundo semestre de 2012 foi desencadeado o processo de revisão regulamentar, onde se inclui o RRC aplicável ao setor do gás natural, estabelecendo os termos e os prazos para efeitos de aprovação pela ERSE das regras aplicáveis à 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. O RRC e os demais regulamentos abrangidos pela referida revisão regulamentar foram já aprovados e publicados em abril de 2013.

#### 4.1.2 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

##### 4.1.2.1 BALANÇO

As regras de balanço, durante o ano 2012, integraram o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG) aprovado pela ERSE. Com efeito, no ano 2012 o documento de referência para a realização dos balanços passou a ser o MPGTG. Este documento reuniu, com as devidas revisões, as matérias que anteriormente se encontravam distribuídas no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas (MPAC) e Manual de Procedimentos de Operação do Sistema (MPOS).

No MPGTG ficaram 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, em concreto, correspondem aos quantitativos de gás natural que cada agente de mercado dispõe nas infraestruturas que compõem a RNTIAT.

No caso 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 MPGTG. 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, em conformidade com o estabelecido no mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais integrado no MPGTG.

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 no SNGN, em agregado, 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.

#### 4.1.2.2 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 na infraestrutura de 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 2012, salientando-se até ao momento ter havido disponibilidade de capacidade para as solicitações dos agentes de mercado.

O ano de 2012 ficou ainda marcado pela entrada em serviço do terceiro tanque de armazenamento do terminal de GNL de Sines, que representou um acréscimo de 988 GWh na capacidade de armazenamento de GNL no SNGN. Esta capacidade de armazenamento adicional permitiu tornar efetivo o regime de acesso a terceiros ao armazenamento de gás natural, na forma de GNL, que, limitada aos 1580 GWh anteriormente existentes, apenas permitia uma oferta de serviços *standard*, agregando a receção, o armazenamento e a regaseificação de GNL.

#### 4.1.2.3 ACESSO A TERCEIROS AO ARMAZENAMENTO

Em 2012, aplicou-se no SNGN o regime de acesso a terceiros regulado às infraestruturas de armazenamento de gás natural.

De salientar que o Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, e o Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, estabelecem 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.

#### 4.1.2.4 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 número de ligações efetuadas, participações 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>15</sup>.

#### 4.1.2.5 QUALIDADE DE SERVIÇO

O RQS do setor do gás natural prevê, na sua vertente técnica, a monitorização da qualidade de serviço prestada pelos vários operadores das infraestruturas, 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 setor.

O relatório anual da qualidade de serviço do setor do gás natural publicado pela ERSE, previsto no RQS, tem por objetivo caracterizar, de modo sumário, a qualidade de serviço prestada pelas entidades do setor do gás natural.

---

<sup>15</sup> Ano gás corresponde a um período de doze meses, 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.

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 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 2011-2012, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do terminal de GNL foram os seguintes:

- Os enchimentos de camiões cisterna com atraso no ano gás 2011-2012 corresponderam a 13% do número total de enchimentos. Este valor compara com 12% e 19% dos anos gás 2009-2010 e 2010-2011, respetivamente, sendo as principais causas de atraso a indisponibilidade das baías de enchimento e problemas técnicos e indisponibilidades de operação no terminal de GNL;
- No ano gás 2011-2012, o número de descargas de navios metaneiros foi de 32, reduzindo 13,5% face ao ano anterior. À semelhança do ano gás anterior, não se registou nenhuma situação de atraso na descarga de navios metaneiros;
- As nomeações de injeção de gás natural para a rede de transporte registaram cumprimento de 100%, tal como nos anos anteriores.

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 2011-2012 o cumprimento das nomeações de injeção e extração e o cumprimento energético de armazenamento foi de 100%.

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 três 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. No ano gás 2011-2012, das 11 redes de distribuição existentes, 5 não registaram interrupções (Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás) e apenas 0,6% das cerca de 1,3 milhões de instalações de clientes registaram interrupções (valor mais baixo desde o ano gás 2007-2008), sendo que nenhum cliente foi afetado por mais do que uma interrupção. A grande maioria (69%) das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foi devida a casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.), motivados por intervenção de terceiros nas redes. A duração média das interrupções por cliente foi inferior a 2 minutos em todas as redes de distribuição. Os padrões estabelecidos para os valores dos vários indicadores foram cumpridos.

Nos quatro últimos anos foram respeitados todos os limites estabelecidos no RQS para as características do gás natural, monitorizadas pelo operador da rede de transporte e pelo operador do terminal de GNL.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. A pressão de fornecimento foi monitorizada em 476 pontos das redes de distribuição, tendo-se registado o aumento do número de pontos com monitorização permanente nas redes de três operadores (Lusitaniagás, Portgás e Tagusgás) e a diminuição do número de pontos com monitorização não permanente nas redes de quatro operadores (Beiragás, Duriensegás, Setgás e Tagusgás).

No ano gás 2011-2012, 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.

#### 4.1.2.6 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em 2012 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda, conforme estabelecido no artigo 46.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

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

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

Em 2012, 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 2012

A variação das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2012-2013, relativamente ao ano gás anterior 2011-2012, consta do quadro seguinte.

**Quadro 4-1 - Variação das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2012-2013**

<b>Tarifas de acesso às redes</b>	<b>Varição tarifária 2012-2013/2011-2012</b>
Clientes em BP (até 10 000 m <sup>3</sup> /ano)	12,0%

<b>Tarifas de acesso às redes</b>	<b>Varição tarifária 2012-2013/2011-2012</b>
Clientes em AP (só TGCC)	21,9%
Clientes em AP (não inclui TGCC)	2,3%
Clientes em MP e BP (acima de 10 000 m <sup>3</sup> /ano)	8,4%

<b>Tarifas de Acesso à Rede de Alta Pressão</b>	<b>Varição tarifária 2012-2013/2011-2012</b>
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	7%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-1%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	11%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-5%

Nas figuras seguintes apresentam-se a decomposição e a 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

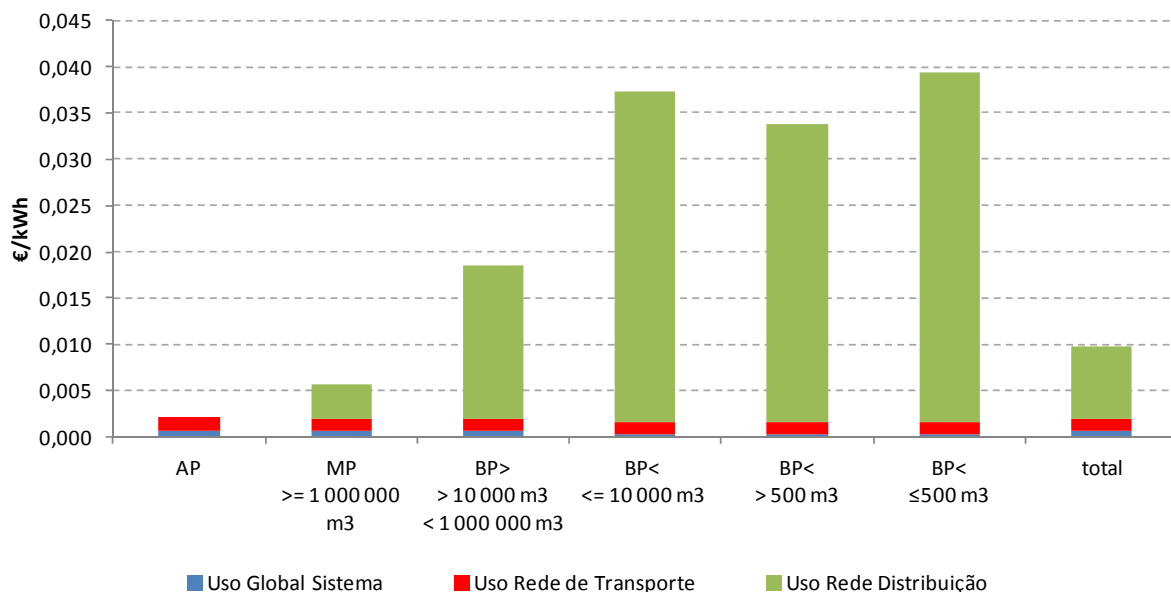
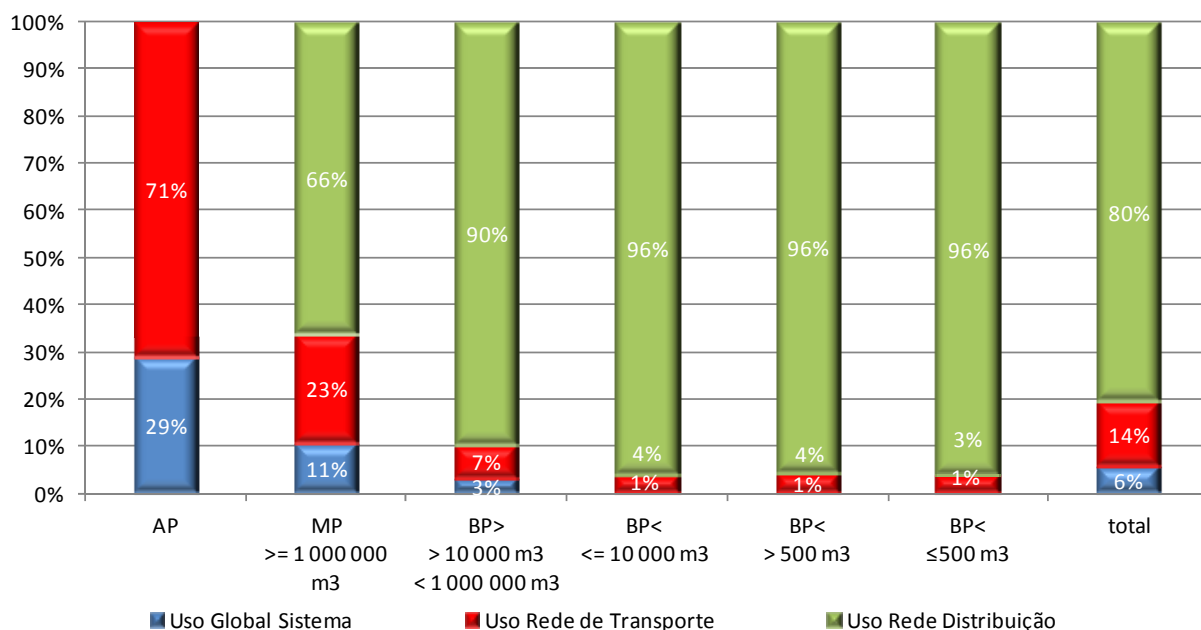


Figura 4-2 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



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

No setor do gás natural existem diversas atividades reguladas cujos proveitos permitidos são estabelecidos pela ERSE sendo recuperados pelas 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 essa soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsidiações cruzadas entre clientes e garantida 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 2012 caracterizou-se como o terceiro 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 setor 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 de exploração (OPEX) variaram entre (i) 0,5% e 3,8% por empresa, no caso da distribuição e (ii) 3% para todos os comercializadores de último recurso.

A implementação da regulação por incentivos, que incidiu sobre o OPEX, foi aplicada ao longo de quase toda a cadeia de valor do setor do gás natural, isto é, na receção, armazenamento e regaseificação de GNL, transporte, distribuição e na comercialização de gás natural. Apenas não foi aplicada na atividade de armazenamento subterrâneo e gestão técnica e global do SNGN.

Durante o ano de 2012, a ERSE lançou um processo de audição pública aberto a todos os *stakeholders* do setor, tendo em vista conhecer a sua opinião quanto à proposta do regulador para o novo período de regulação económica a decorrer entre Julho de 2013 e Junho de 2016. As principais alterações em termos de formas de regulação para o próximo período regulatório encontram-se elencadas de seguida:

- Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL: (i) aplicação da metodologia do tipo *price cap* ao nível do OPEX; (ii) criação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários;
- Atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural: aplicação da metodologia do tipo *price cap* ao nível do OPEX;
- Atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso: criação de um mecanismo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado por parte do Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG).

#### **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 2009/73/CE, de 13 de julho, há a referir as ações judiciais que as concessionárias das redes de distribuição de gás natural intentaram contra a ERSE, impugnando a aprovação das tarifas de uso das redes referentes aos seguintes anos gás:

- Ano gás 2010-2011: 1 de julho de 2010 a 30 de junho de 2011;
- Ano gás 2011-2012: 1 de julho de 2011 a 30 de junho de 2012;
- Ano gás 2012-2013: 1 de julho de 2012 a 30 de Junho de 2013.

Estas ações foram devidamente contestadas e, atualmente, encontram-se em fase de instrução e julgamento no tribunal administrativo competente, não havendo até ao momento qualquer decisão.

#### **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.

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

Durante o ano 2012 não foram apresentadas as revisões ao PDIR, submetido pela REN em 2011, o que motivou a sua não aprovação por parte do ministro responsável pela área da energia. No entanto, o Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, e o Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, estabeleceram uma nova abordagem para a aprovação dos planos de investimento, os quais passam a ser submetidos a uma consulta pública prévia à sua aprovação, sob a condução da ERSE. No primeiro trimestre de 2013 foi iniciado um novo processo de aprovação do PDIR para o setor do gás natural, o qual foi submetido a consulta pública, integrando as revisões necessárias à proposta de PDIR submetida em 2011.

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

Os mecanismos de atribuição de capacidade e resolução de congestionamentos nas infraestruturas do SNGN são estabelecidos de acordo com as disposições do Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII), cuja publicação compete à ERSE.

O ano 2012 ficou marcado pela revisão regulamentar do setor do gás natural, na qual foram revistos todos os regulamentos da esfera da ERSE, incluindo o RARII. Na revisão do RARII foi integrado um conjunto de princípios que visam a antecipação da implementação das regras constantes do Código de Rede sobre atribuição de capacidade (Network Code on Capacity Allocation Mechanisms), da competência do ENTSO, publicado também no ano 2012.

De acordo com o RARII, a ERSE é responsável pela aprovação do Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNGN (MPAI), que será publicado em 2013, alterando as regras atualmente em vigor, integradas nos mecanismos de atribuição de capacidade e procedimentos para a gestão de congestionamentos das infraestruturas do SNGN. O MPAI deve considerar as propostas fundamentadas

apresentadas pelos operadores das infraestruturas do SNGN, sendo, posteriormente, submetido a um processo de consulta às entidades a quem se aplica.

No que respeita à atribuição de capacidade, importa sublinhar que, com as infraestruturas atuais, não têm sido constatadas situações efetivas de congestionamento nas infraestruturas do SNGN. Porém, dada a escassez de capacidade de armazenamento, foram aprovadas em 2011 regras e procedimentos a aplicar às infraestruturas de armazenamento no que respeita a esta matéria. Em contrapartida, havendo capacidade excedentária na rede de transporte e no terminal de GNL de Sines, não foram aprovados mecanismos de resolução de congestionamentos para estas infraestruturas, estando, porém, estabelecidos no RARII os princípios orientadores para a sua aprovação.

Os mecanismos de atribuição de capacidade em vigor apenas atribuem capacidade num horizonte anual, ou seja, não são atribuídos compromissos de longa duração, razão pela qual a transição das atuais regras para as constantes no Código de Rede sobre atribuição de capacidade não está sujeita a fortes constrangimentos do lado português.

#### **ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES**

No contexto da iniciativa regional do gás do sul da Europa, no âmbito da 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*.

Com o Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha pretende-se harmonizar os procedimentos para atribuição de capacidade, implementando-se produtos *bundled*, eliminando as diferenças que presentemente ainda se verificam nas metodologias aplicadas em cada um dos lados da fronteira. Este mecanismo foi implementado em 2012, com efeitos entre 1 de outubro de 2012 e 30 de setembro de 2013, tendo, porém, os leilões de atribuição de capacidade para os produtos anual e trimestrais ficado desertos. Este facto ficou a dever-se a dois aspetos: por um lado, a continuação da existência de contratos de uso da rede de transporte, com duração superior a um ano, do lado espanhol das interligações, por outro, a opção dos agentes de mercado pela requisição de

capacidade para horizontes temporais de menor duração, que, no atual contexto, são atribuídas segundo as regras e princípios presentemente implementados em cada país.

Tendo em conta o exposto, será necessário aguardar pela conclusão de alguns contratos de uso da rede de transporte no lado espanhol, cujos compromissos em matéria de capacidade constroem uma aplicação mais alargada deste conceito.

## COOPERAÇÃO

No ano 2012, foi concluído e implementado o Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha, no seguimento da cooperação entre a ERSE e a CNE iniciada em 2011 para esse efeito.

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, não obstante a pouca aderência dos agentes de mercado ao Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha, os operadores de ambos os países implementaram o referido mecanismo de atribuição adotando um *Virtual Interconnection Point* (VIP), tendo, também, iniciado os leilões conjuntos para o referido VIP e obtido o 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 mútuo 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. O documento de consulta pública para além de caracterizar os sistemas tarifários de gás natural em Espanha e Portugal, apresentava uma análise dos preços pagos pelo uso das interligações. Foi evidenciado um diferencial de preços de cerca de 3 €/MWh, observado por um comercializador que aprovisiona o mercado de um dos países com gás injetado no país adjacente, utilizando a interligação. Este diferencial de preço pode representar cerca de 10% do preço grossista do

gás natural para um ciclo combinado instalado em Portugal abastecido com gás de Espanha. Finalmente, o documento submetido a consulta colocou um conjunto de questões aos agentes de mercado sobre a integração dos mercados de gás de Portugal e Espanha e sobre as tarifas de acesso às interligações.

Em 2012, a ERSE e a CNE finalizaram o documento de análise aos comentários recebidos no âmbito da consulta pública. A consulta pública recebeu respostas de 16 agentes de mercado ou operadores de rede, representando os principais agentes participantes do mercado ibérico de gás natural. Foi realizada uma análise dos comentários recebidos e preparado um documento síntese desses comentários. Toda a informação é disponibilizada nas páginas da ACER, da CNE e da ERSE. O documento apresenta as posições dos agentes de mercado e serve de marco ao processo de harmonização tarifária. Segue-se a análise dos comentários recebidos e a elaboração final de uma proposta de harmonização das 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 sua fixação.

No que diz respeito ao segundo aspeto, a ERSE e a CNE submeteram aos respetivos governos uma proposta de mútuo reconhecimento das licenças de fornecimento de gás natural para o MIBGAS.

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

No início do 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 foi 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, e, mais tarde no ano 2012, pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. Ambas as alterações legislativas adotaram, para o enquadramento legislativo nacional, o estabelecido no terceiro pacote de legislação comunitária sobre o mercado interno do gás natural. Apesar do PDIR ter sido submetido antes da publicação dos referidos decretos, verificou-se que este documento já integrou a abordagem estabelecida na Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, 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 da ENTSOG para o desenvolvimento nas redes e infraestruturas europeias, em especial as infraestruturas para as quais existiam decisões formais para a sua concretização.



A proposta de PDIR de 2011 não foi aprovada ministerialmente, esperando-se desta forma que a proposta de PDIR para o setor do gás natural, a submeter em 2013, satisfaça os critérios da nova legislação, em particular, a condução de uma consulta pública em sede de aprovação do referido plano.

Numa base anual, prévia à publicação das tarifas para o setor 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.

#### 4.1.5 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS

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:

- Emite decisões vinculativas sobre as empresas de gás natural;
- Desenvolve inquéritos sobre o funcionamento do mercado de gás natural;
- 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 setor, designadamente no que se refere às obrigações específicas relativas ao Livro de Reclamações.

Na esteira do descrito no capítulo homólogo do tema eletricidade sublinha-se que a alteração dos Estatutos da ERSE operada pelo Decreto-Lei nº 2012/2012, de 25 de setembro, teve como objetivo a integração das medidas constantes do Terceiro Pacote Energético, cujos objetivos se centralizavam no incremento da concorrência na criação de uma regulamentação eficaz e no incentivo ao investimento em benefício dos consumidores.

O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estendeu a eliminação das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>. Em particular procedeu à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> a partir de 1 de julho de 2012 e com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup> a partir de 1 de janeiro de 2013. O mesmo decreto-lei determinou um regime de aplicação de tarifas transitórias, durante o qual os comercializadores de último recurso continuarão a fornecer gás natural aos clientes que não optem por mudar de comercializador.

Por último, sublinha-se a publicação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, que veio proceder à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que constituiu a terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, complementando o processo de transposição da Diretiva n.º 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

Durante o ano de 2012 não houve decisões da ACER e da CE especificamente dirigidas à ERSE.

## **4.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA**

### **4.2.1 MERCADO GROSSISTA**

O mercado grossista de gás natural em Portugal observa uma característica de relativo isolamento, fruto de um ainda incipiente grau de integração com o mercado espanhol, e de uma condição de relativamente baixa atratividade por via da sua dimensão absoluta. O aprovisionamento de gás natural em 2012, fruto de uma redução de cerca de 20% da procura de gás natural pelos grandes centros electroprodutores, bem como de uma conjuntura económica adversa, verificou uma quebra de volume relativamente a 2011.

A integração de mercado e a dinamização do segmento grossista do mercado de gás natural são prejudicados pela circunstância das indivisibilidades na gestão das transações de gás para aprovisionamento através do terminal de GNL e pela dupla tarifação na interligação com Espanha, bem como pela inexistência de uma referência de preço transparente e líquida para o conjunto do sistema ibérico.

#### **4.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA**

##### **PREÇOS**

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 setor.

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 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, entre outros.

## **TRANSPARÊNCIA**

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 a simetria de informação no mercado. Este é também o caso do setor 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.

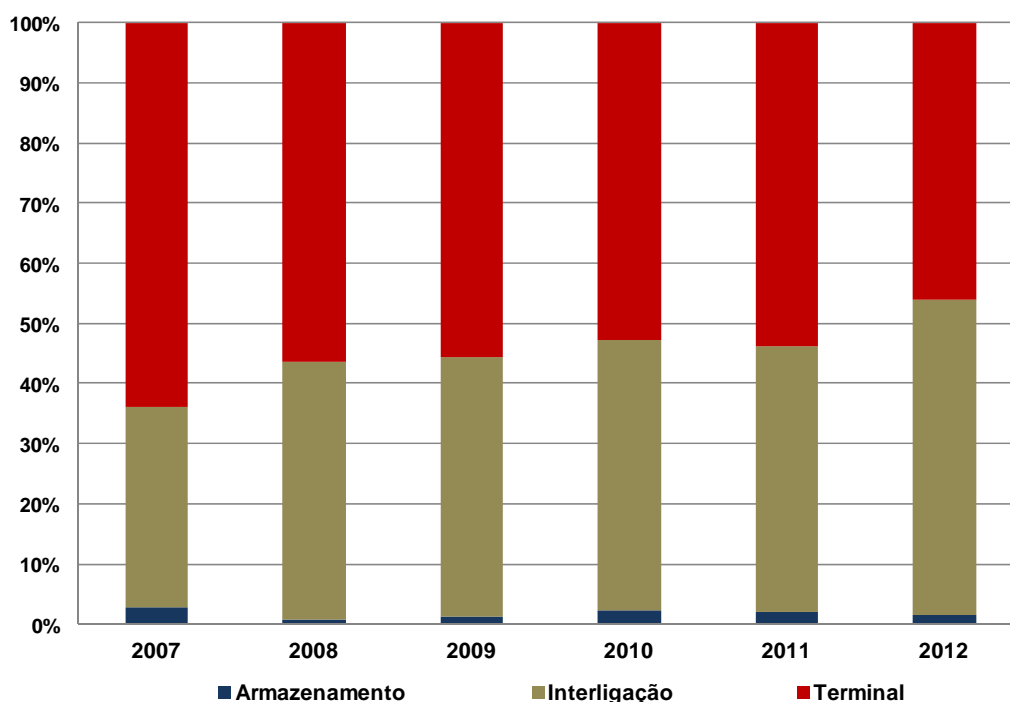
Sendo certo que a informação sobre a caracterização das transações integra ela própria informação comercialmente sensível, resulta evidente que no contexto regulatório é possível prever a existência de mecanismos que, por um lado assegurem a salvaguarda da informação comercialmente sensível e, por outro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

## **EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA**

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 Figura 4-3, onde se pode observar que, até 2011, o terminal (contratos de GNL com proveniência da Nigéria) assegurou a maior parte do gás natural introduzido no mercado português, com o valor de 2012 a representar cerca de 46% do volume total de gás contratado. Contudo, 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, tendo sido a

interligação com Espanha a principal via de aprovisionamento em 2012, representando cerca de 52% do volume total de gás contratado. 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 cinco anos.

**Figura 4-3 - Repartição do aprovisionamento por infraestrutura**



O enquadramento legal do setor, designadamente o que decorre dos diplomas legais publicados durante o ano de 2006, veio consagrar a existência, quer da separação de atividades, quer da lógica de funcionamento do setor 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 setor 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.

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.

#### 4.2.2 MERCADO RETALHISTA

Durante o primeiro semestre de 2012, uma alteração legislativa veio concretizar um calendário de extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural, conforme previsto no Memorando de Entendimento assinado entre Portugal e a União Europeia, Banco Central Europeu e Fundo Monetário Internacional.

De acordo com o calendário definido pelo Governo, no dia 1 de Julho de 2012 deixaram de existir tarifas a clientes finais publicadas pela ERSE para os clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> e superior a 500 m<sup>3</sup>. Este conjunto de clientes corresponde, grosso modo, aos maiores agregados familiares e a pequenas empresas.

Este calendário segue-se ao anterior processo de extinção de tarifas reguladas, que já havia abrangido o conjunto de clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

Embora todos os consumidores de gás natural já possam livremente escolher o seu fornecedor desde Janeiro de 2010, o calendário agora definido conclui o processo de liberalização do mercado retalhista de gás natural. Em termos efetivos, no final de 2012, já mais de 80% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros electroprodutores em regime ordinário) são abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

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 2012, cerca de 24 vezes superior ao que se observara em 2011. Em final de 2012, mais de 145 mil consumidores, num universo de cerca de 1,2 milhões mudaram de comercializador através da respetiva plataforma e, destes, mais 2 500 correspondem a consumidores do segmento industrial, o que se traduz em mais de 60% do número total de consumidores deste segmento.

Durante o ano de 2012, e apesar das melhorias introduzidas na plataforma de mudança de comercializador ao longo dos últimos anos, de modo a que os agentes possam efetuar mudanças de comercializador através de procedimentos automatizados, bem como incluir as necessárias ferramentas de produção de informação de acompanhamento do processo, a informação prestada por alguns comercializadores relativa ao mercado retalhista não apresentava a consistência necessária para ser validada e analisada pela ERSE.

Os valores recolhidos ao longo de 2012 vieram consolidar fundadas dúvidas de que a informação recebida e veiculada pela ERSE correspondesse a um retrato fiel e fidedigno do mercado de gás natural.

Deste modo, a ERSE determinou a realização de uma auditoria independente às empresas de distribuição de gás natural do grupo GALP e à Tagusgás, de modo a que sejam repostas as condições de transparência e garantia da confiança dos consumidores na real descrição do mercado de gás natural, que é relevante para mais de 1,2 milhões de clientes. Neste âmbito, foi também dado conhecimento destes factos à Autoridade da Concorrência para análise de eventual infração das regras de concorrência em vigor.

Assim, os valores apresentados no presente relatório correspondem à melhor informação em posse da ERSE, não estando, contudo, ainda totalmente certificada por entidade independente, que garanta que a mesma corresponde a uma caracterização fiel e fidedigna do mercado retalhista de gás natural.

#### **4.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA**

##### **METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS PRATICADOS 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 setor elétrico.

Os comercializadores de gás natural devem enviar à ERSE, anualmente, os preços de referência<sup>16</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.

---

<sup>16</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.

Os preços de referência enviados pelos vários comercializadores a atuarem no mercado, em Portugal continental, permitiram à ERSE disponibilizar, 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, permitem a constituição de uma base de dados visando a análise do funcionamento do mercado retalhista.

#### **TRANSPARÊNCIA**

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de gás natural sobre preços de referência praticados no mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE começou a disponibilizar, em agosto de 2012, no seu sítio na Internet um simulador que assegura informação objetiva aos consumidores de gás natural para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no mercado, o simulador de comparação de preços no mercado em Portugal continental para instalações com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

De forma garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes divulgam na sua página de internet as ofertas que se encontram a praticar no mercado, quer em termos de preços quer de condições comerciais, e se estas se encontram de acordo com a informação sobre preços de referência enviada à ERSE no âmbito da monitorização.

Tendo por referência a legislação europeia e nacional sobre o setor do gás natural, a regulamentação aprovada pela ERSE elenca os principais elementos que devem integrar o conteúdo de qualquer contrato de fornecimento de gás natural. Tratando-se de um comercializador de último recurso, as condições contratuais gerais devem conter um conjunto mínimo de informações aprovadas pela ERSE. Já os comercializadores em regime de mercado devem enviar à ERSE um exemplar das condições gerais dos contratos propostos aos consumidores, que também devem disponibilizar nas respetivas páginas na Internet. Para os comercializadores que disponham de ofertas para o fornecimento de gás natural com consumos anuais até 10 000 m<sup>3</sup>, as correspondentes propostas contratuais devem ser apresentadas obrigatoriamente nas suas páginas na Internet, sob a forma de oferta pública.

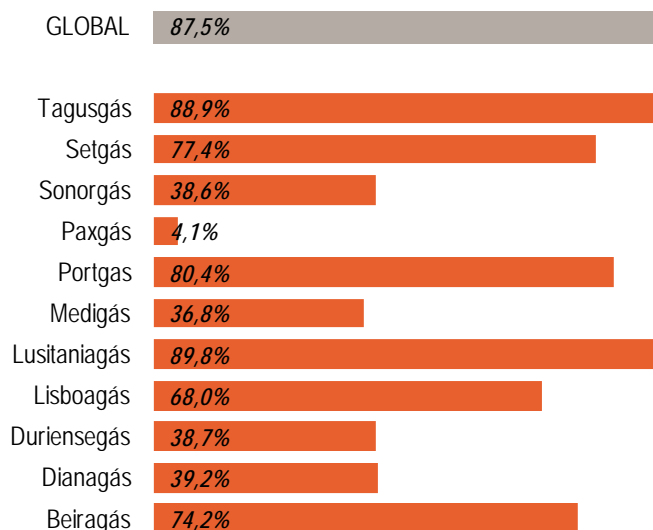
Periodicamente a ERSE procede à avaliação das condições contratuais gerais vigentes e propõe junto dos comercializadores eventuais alterações que possam mostrar-se mais conformes às exigências de informação no mercado a cada momento. Sempre que se justifique, a ERSE faz uso de recomendações dirigidas também aos comercializadores de gás natural, tendo em vista a adoção de práticas comerciais adequadas a um melhor funcionamento do mercado e conseqüente aumento da satisfação das necessidades coletivas dos consumidores. Estas recomendações não são vinculativas, mas o seu não acolhimento ou execução determinam a obrigação de informar a ERSE e o público em geral sobre as razões que motivaram a sua não observância.

**EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA**

Em 2011, foi transposto para o quadro legislativo nacional do setor 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 2012, são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores a 500 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 2012, 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.

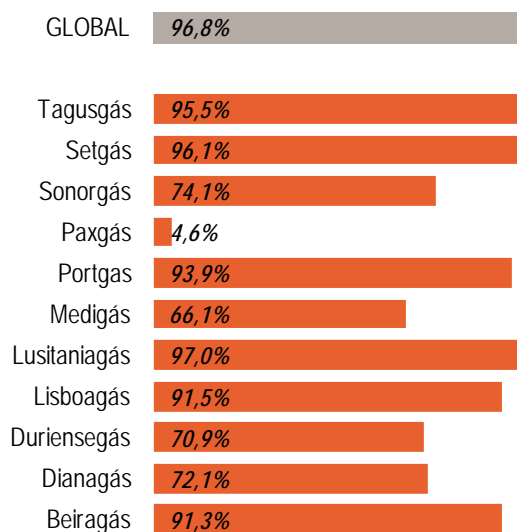
**Figura 4-4 - Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2012**  
**Total do consumo em energia, excluindo centros electroprodutores**



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>, e que apenas em julho de 2011 a extinção tarifária abarcou os clientes com consumos superiores a 500 m<sup>3</sup>, importa também verificar a concretização da abertura de mercado em 2012 no segmento de clientes com maior consumos, facto que se explicita na Figura 4-5.



**Figura 4-5 - Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2012**  
**Clientes 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 10 000 m<sup>3</sup>) seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que globalmente mais de 96% 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.

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.

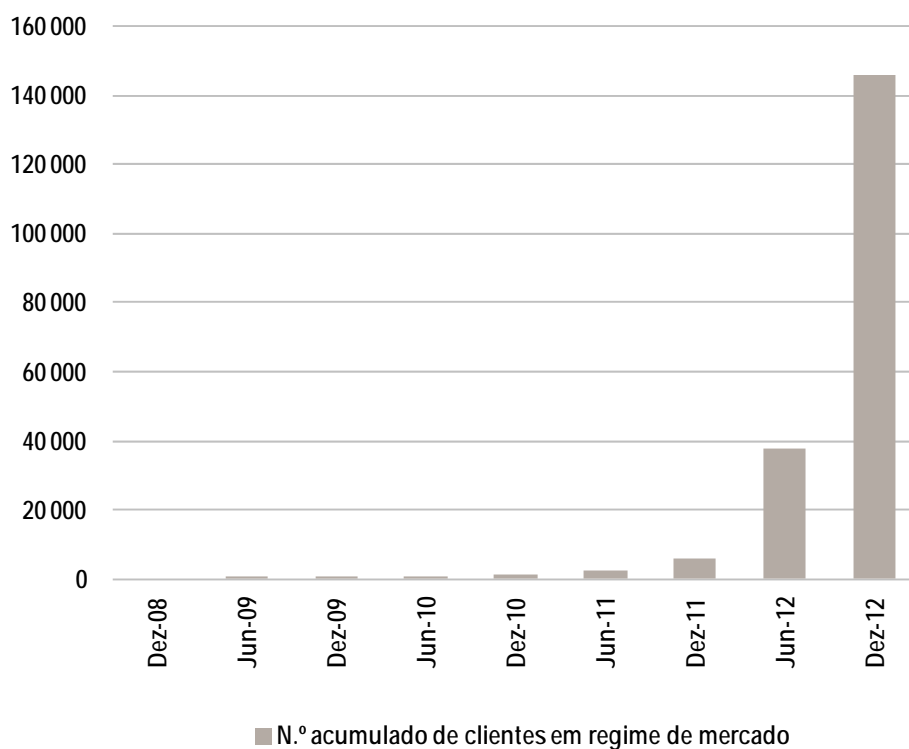
Em 2012, a informação obtida, nomeadamente a que se refere à estrutura do mercado em cada rede de distribuição, continuou a não verificar a consistência e a regularidade preconizadas pela ERSE, facto que foi insistentemente participado aos diferentes intervenientes e que culminou com comunicado público em que a ERSE determinou a realização de uma auditoria independente às empresas de distribuição de gás natural do grupo GALP e à Tagusgás. Neste âmbito, foi também dado conhecimento dos factos à Autoridade da Concorrência para análise de eventual infração das regras de concorrência em vigor.

Contudo, com base na informação disponível, é possível efetuar-se uma caracterização do mercado retalhista de gás natural para 2012 à semelhança de 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 2012, cerca de 24 vezes superior ao que se observava em dezembro de 2011.

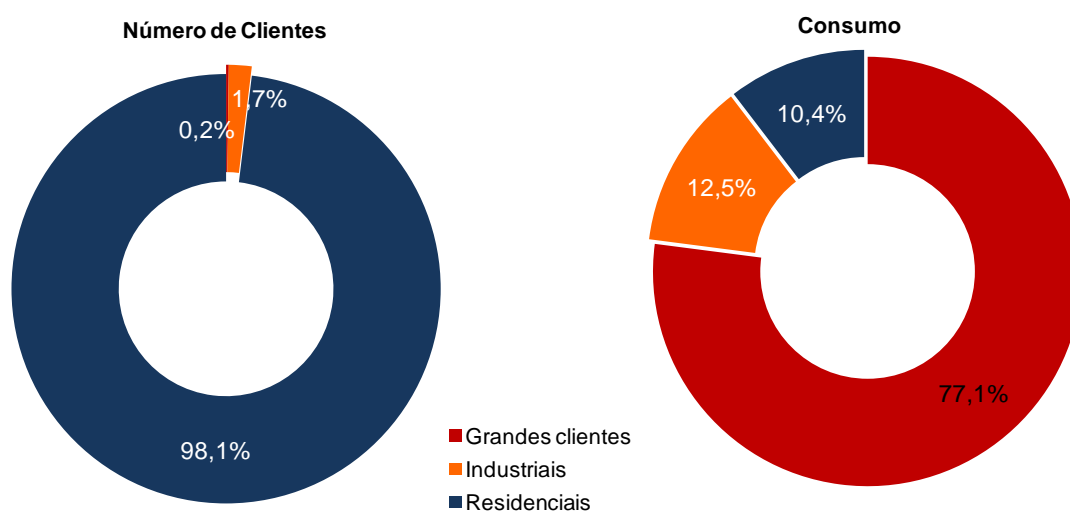
A Figura 4-6 apresenta a evolução do número acumulado de clientes no mercado liberalizado entre final de 2008 e final de 2012, cujo processo de escolha do novo comercializador se processou através da plataforma gerida pela REN Gasodutos. Da referida figura é possível extrair que, em final de 2012, já mais de 145 mil consumidores mudaram 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, quase 2 800 correspondem a grandes clientes (consumo anual superior a 1 milhão de m<sup>3</sup>), ou clientes do segmento industrial (consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>), o que se traduz em cerca de 2% 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.

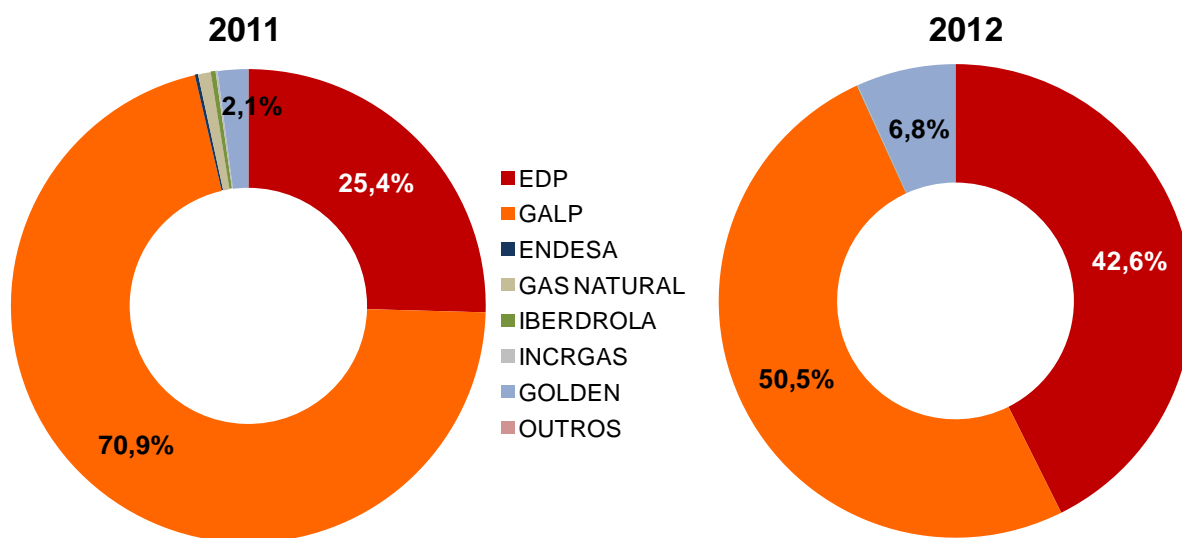
**Figura 4-7 - Repartição do número de clientes e do consumo em mercado liberalizado por segmento de cliente, em final de 2012**



#### EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO

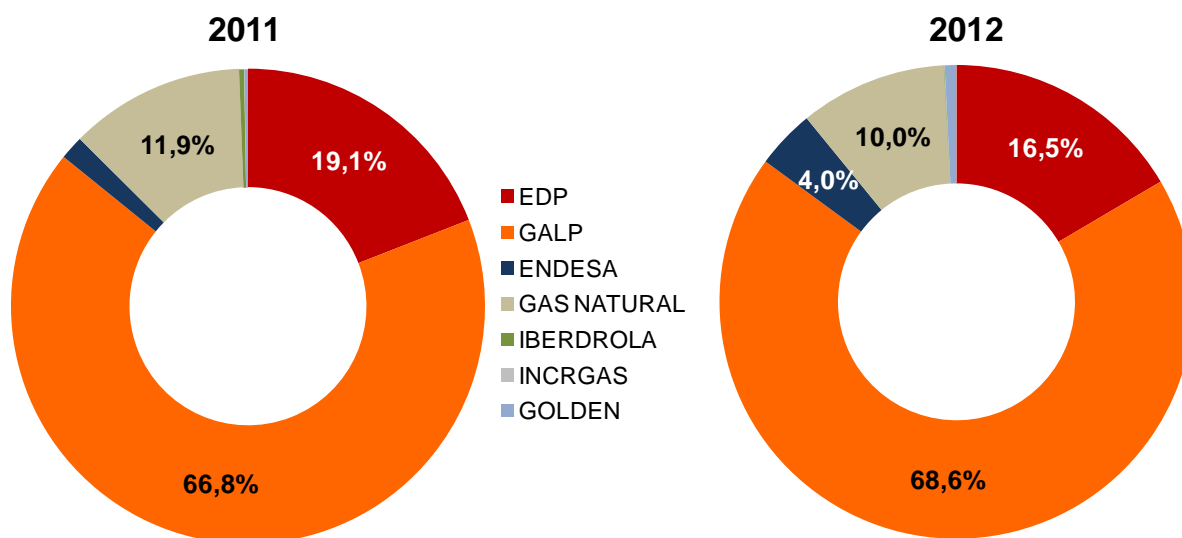
No âmbito da atividade da captação de clientes por parte dos comercializadores em mercado, uma parte substancial refere-se à migração entre carteiras dos dois principais operadores. Com efeito, conforme se apresenta na Figura 4-8, cerca de 96% do número total de clientes que mudaram de comercializador em 2011 destinaram-se essencialmente à carteira da GALP, mas também da EDP, o que reflete uma ainda elevadíssima concentração do mercado de retalho do gás. Ainda assim, em 2012 registou-se uma maior distribuição entre estes dois operadores e um crescimento substancial da Goldenergy, que tem apostado no segmento residencial. Neste sentido, houve uma redução da concentração empresarial em 2012 quanto ao número de clientes em carteira.

**Figura 4-8 - Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em mercado em dezembro de 2011 e em dezembro 2012**



Com base na informação de consumos abastecidos, a Figura 4-9 apresenta a repartição do consumo por comercializador, explicitando a estrutura do mercado em 2011 e 2012. 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 2011 e em dezembro 2012**



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), da Sonorgás (SNG) e da Duriensegás (DRG), 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.

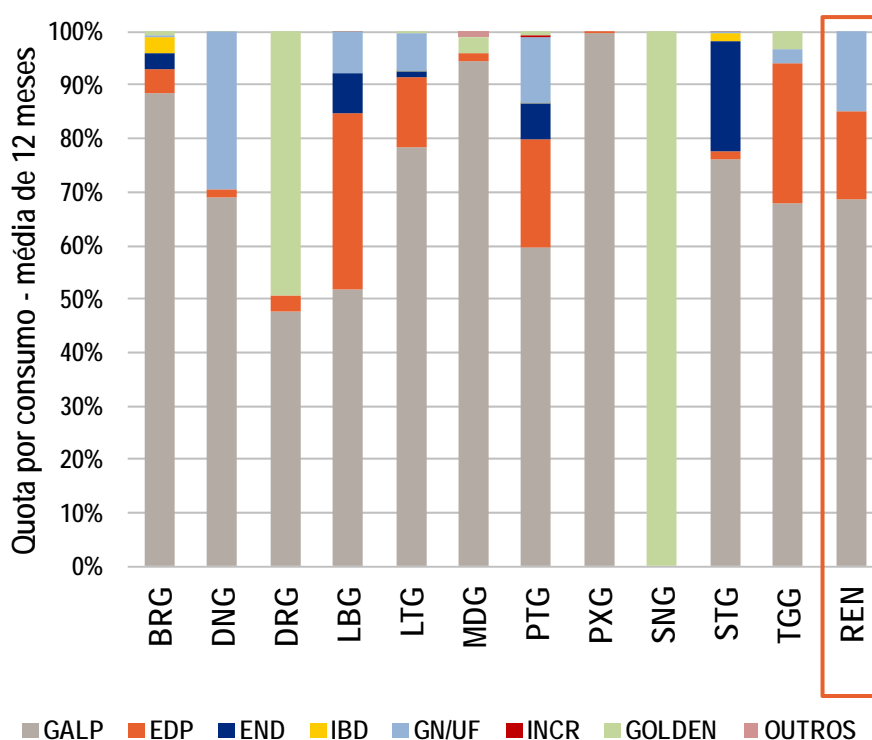
O grupo EDP ostenta a segunda posição em termos de quota de fornecimento de gás natural, com a sua posição assente nas redes de distribuição operadas pela Lisboagás (LBG), Lusitaniagás (LTG), Portgás (PTG), Setgás (STG) e Tagusgás (TGG).

O grupo Gas Natural, terceiro operador do mercado, apresenta uma posição mais significativa nas redes de distribuição geridas pela Dianagás (DNG), Portgás (PTG) e Lisboagás (LBG).

A Goldenergy, o entrante com maior expressão, apresenta uma posição mais significativa, para além da rede da Sonorgás (SNG) onde é a única comercializadora a atuar, na rede de distribuição gerida pela Duriensegás (DRG).

A Endesa apresenta a sua maior quota de mercado na rede de distribuição gerida pela Setgás (STG).

**Figura 4-10 - Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado em 2012 e por rede de distribuição e de transporte**



### **4.2.3 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER UMA CONCORRÊNCIA EFICAZ**

#### **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 2012, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos do artigo 3.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

#### **MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA**

Em junho de 2012, a ERSE promoveu uma sessão de esclarecimento com todos os operadores de mercado referente à implementação do regulamento europeu relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT), o qual procurou estabelecer um patamar equitativo de preparação para cumprimento da disposição do regulamento. Estas regras têm que ver com a promoção de um mercado mais transparente e afirmação de uma concorrência mais efetiva no setor do gás natural.

#### **DÉFICE TARIFÁRIO**

Os défices tarifários correspondem à diferença entre os proveitos que as tarifas devem recuperar num período e os proveitos aceites pelo regulador afetos a esse período, por força de limitações tarifárias.

No setor do gás natural, não há reporte de défice tarifário.

## **4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

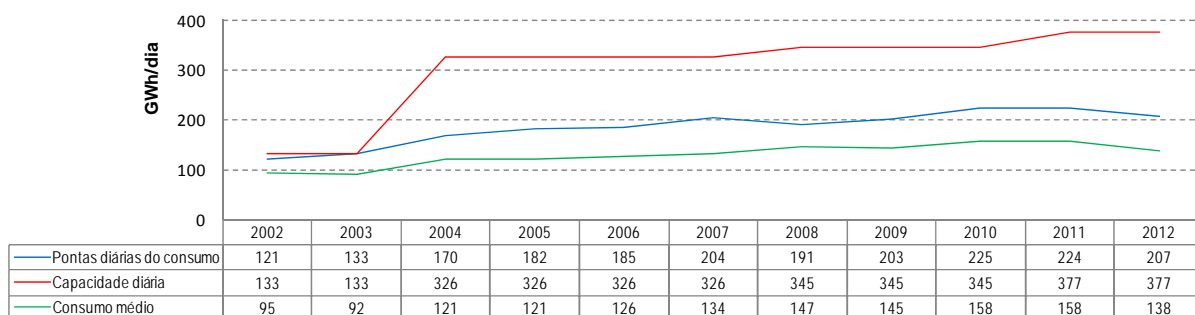
### **4.3.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO PROCURA/OFERTA**

A Figura 4-11 apresenta a evolução da oferta de capacidade no SNGN<sup>17</sup>, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, entre 2002 e 2012.

---

<sup>17</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 diário e pontas de consumo, entre 2002 e 2012**



Fonte: REN Gasodutos

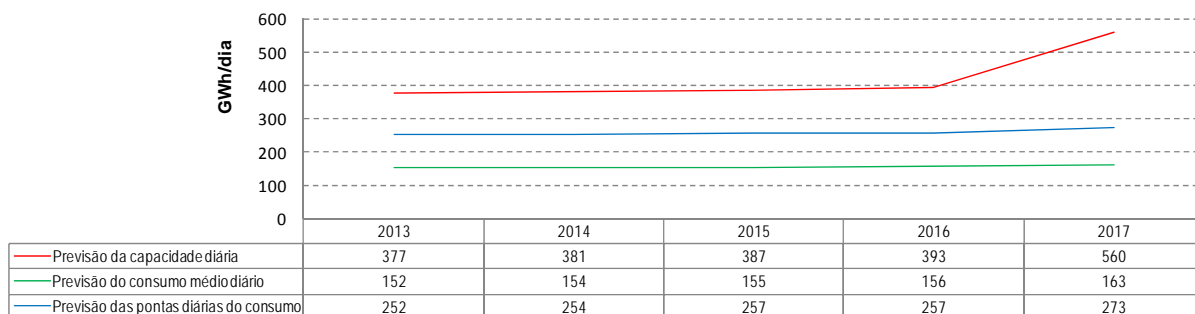
A análise da figura anterior permite constatar uma grande folga entre a oferta de capacidade no SNGN e as pontas de consumo, em especial a partir da entrada em exploração do terminal de GNL de Sines no ano de 2004. No ano de 2012, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram, respetivamente, 54,9% e 36,5%, 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.

#### 4.3.2 EVOLUÇÕES PREVISTA DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-12 apresenta as previsões para as evoluções da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, de 2013 até 2017.

**Figura 4-12 - Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2013 e 2017**



Fonte: REN Gasodutos

Através da análise da figura acima é notório 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),

da estação de compressão de Aveiras (final de 2015) e da terceira interligação a Espanha (final de 2016), permitindo manter uma folga muito 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 para o ano 2017, o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão, respetivamente, 48,8% e 29,1% da oferta de capacidade de entrada no SNGN.

#### 4.3.3 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 de 2012, 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.

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 eletroprodutoras 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 têm 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 231/2012, de 26 de outubro, e Regulamento CE n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro, respetivamente.



## 5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

### 5.1 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

No âmbito da transposição do terceiro pacote energético, em especial o disposto nos Anexos I às Diretivas relativas ao mercado interno da eletricidade e do gás natural, respetivamente a Diretiva 2009/72/CE e a Diretiva 2009/73/CE, ambas do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, no ano de 2012 registaram-se os seguintes desenvolvimentos em matéria de proteção dos consumidores:

- No quadro do regime estabelecido para o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, os Decretos-Lei n.º 74/2012 e 75/2012, ambos de 26 de março, estabeleceram medidas adicionais de proteção aos clientes economicamente vulneráveis, respetivamente de gás natural e de eletricidade. Estas medidas traduziram-se nos seguintes direitos:
  - A exigência de pagamento pelo serviço de fornecimento de eletricidade ou de gás natural deve ser comunicada ao cliente final economicamente vulnerável, por escrito, com uma antecedência mínima de 20 dias úteis relativamente à data limite fixada para efeitos de pagamento da fatura;
  - Em caso de mora no pagamento que justifique a interrupção do fornecimento, este só pode ocorrer após o cliente final economicamente vulnerável ter sido interpelado ao cumprimento, por escrito e com uma antecedência mínima de 15 dias úteis.

Estes mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis foram reiterados na regulamentação do setor elétrico, com a alteração do RRC através do Regulamento n.º 468/2012, de 12 de novembro e na regulamentação do setor do gás natural já aprovada em 2013;

- A legislação base sobre a organização e funcionamento do SEN e do SNGN foi igualmente modificada e republicada no ano de 2012, respetivamente através do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, complementado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, e do Decreto-Lei n.º 230/2012, complementado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro. Esta mesma legislação veio estabelecer e evidenciar medidas que visam reforçar a proteção dos consumidores de eletricidade e de gás natural, na informação, na contratação dos serviços de fornecimento e na própria resolução de conflitos, salientando-se os seguintes aspetos:
  - Indicação da ERSE como o balcão único (*single point of contact*), responsável pela divulgação de informação aos consumidores através da sua página na Internet;
  - Deveres acrescidos de informação a prestar pelos comercializadores durante a vigência dos contratos de fornecimento e na fase pré-contratual;

- Conteúdo informativo dos contratos sobre os principais direitos e obrigações dos consumidores, de acordo com o Anexo I das diretivas da eletricidade e do gás natural;
  - Dever de informação aos clientes sobre o seu consumo, com a frequência suficiente para aqueles conseguirem regular e gerir o seu próprio consumo;
  - Promoção do recurso aos procedimentos de resolução extrajudicial de litígios, em especial ao mecanismo de arbitragem necessária assegurado pelos centros de arbitragem de conflitos de consumo (obrigatória quando se trate de opção expressa pelo consumidor);
  - Garantir o tratamento de reclamações através de entidades independentes como a ERSE e a DGEG, esta última para as questões de natureza técnica;
- A mesma legislação base e complementar alarga a obrigação de fornecimento, por parte dos comercializadores de último recurso, às situações em que um comercializador em regime de mercado se encontre impedido temporariamente de exercer a atividade de comercialização de eletricidade ou de gás natural, ou quando se registre a ausência de ofertas no mercado em determinadas zonas geográficas, mediante a aplicação de uma tarifa específica. Os clientes economicamente vulneráveis mantêm o direito de escolha entre um comercializador em regime de mercado e um comercializador de último recurso. Paralelamente reitera-se a obrigação de apresentação de propostas de fornecimento por parte dos comercializadores em regime de mercado, dentro dos respetivos âmbitos de atuação, remetendo os seus termos para a regulamentação aprovada pela ERSE;
  - Em destaque para a proteção dos consumidores de eletricidade, a ERSE aprovou em 2012 a Diretiva n.º 2/2012, de 6 de janeiro e a Diretiva n.º 8/2012, de 21 de junho. A Diretiva n.º 2/2012 aprovou o novo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, contendo regras, nomeadamente sobre equipamentos de medição, leituras, estimação de consumos para efeitos de faturação e correção de erros. A Diretiva n.º 8/2012 sobre a gestão do processo de mudança de comercializador introduziu, designadamente os procedimentos necessários à concretização dos prazos máximos previstos na Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho para a efetivação da mudança de comercializador (em três semanas) e para o acerto final de contas (seis semanas após a mudança);
  - Foram concluídos os estudos sobre a análise custo-benefício da implementação dos contadores inteligentes no setor elétrico e no setor do gás natural.

## 5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

O serviço de informação e apoio ao consumidor de energia da ERSE assenta em três eixos principais de intervenção: informação, formação/educação e resolução de conflitos.

Em 2012 a ERSE recebeu 7 053 reclamações, das quais 5670 eram relativas ao setor elétrico e 1 347 ao setor do gás natural.

Do total das reclamações recebidas, 4 721 (cerca de 66%) foram provenientes de reclamações apresentadas nos Livros de Reclamações das empresas reclamadas, sendo que deste total 80% respeita ao setor elétrico e 20% ao setor do gás natural.

A faturação, a interrupção do fornecimento, a qualidade de serviço comercial e o contrato de fornecimento são os temas que suscitaram uma maior intervenção por parte da ERSE em 2012, no setor elétrico e no setor do gás natural, excecionando-se neste último setor apenas a qualidade de serviço comercial.

O peso das reclamações relacionadas com o atendimento dos prestadores de serviço, que se integra no tema da qualidade de serviço comercial, é significativo, caracterizando-se muitas vezes por serem reclamações de impulso, para o qual também contribui a obrigatoriedade de existência e de disponibilização do Livro de Reclamações nas empresas dos setores regulados.

Em 2012, a ERSE recebeu igualmente um total de 2 570 pedidos de informação, dos quais 2 039 (cerca de 79%) respeitam ao setor elétrico e 236 (9%) ao setor do gás natural, remanescendo 12% sobre outros serviços. Os temas que mais suscitaram o esclarecimento por parte da ERSE foram a mudança de comercializador, as tarifas e preços e as ligações às redes.

No serviço de atendimento telefónico prestado pela ERSE, diariamente entre as 15h e as 18h, em 2012 foram registadas 1 503 chamadas telefónicas, traduzindo-se numa média de 125 chamadas por mês.



## 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 efetuada 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 efetuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos, (iii) Região Autónoma da Madeira - inferior ou igual a 62,1 kVA).
- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine* – Turbinas a Gás de Ciclo Combinado.
- CEER – *Council of European Energy Regulators*.
- CIEG – Custos de Interesse Económico Geral.
- CNE – *Comisión Nacional de Energía*.
- CRE – *Commission de Régulation de l'Énergie*.
- CUR – Comercializador de Último Recurso.
- CURG – Comercializador de Último Recurso Grossista.
- DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia.
- ERI - *Electricity Regional Initiative*
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- FTR – *Financial Transmission Rights*
- 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 Eletricidade.
- MIBGAS – Mercado Ibérico de Gás Natural.
- 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).
- OMIE – *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 Counter*
- PDIR – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT.
- PRE – Produção em Regime Especial.
- RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações.
- RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.
- RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL.
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço.
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais.
- RT – Regulamento Tarifário.
- SEN – Sistema Elétrico 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.