

**RELATÓRIO ANUAL
PARA A
COMISSÃO EUROPEIA**

Julho 2009

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Telefone: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
Email: erse@erse.pt
Internet: www.erse.pt

ÍNDICE

1	NOTA DE ABERTURA	1
	SIGLAS	5
2	PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SECTOR ELÉCTRICO E NO SECTOR DO GÁS NATURAL	7
2.1.1	Mercado grossista	7
2.1.2	Mercado retalhista	9
2.1.2.1	Sector eléctrico	9
2.1.2.2	Sector do gás natural	10
2.1.3	Infra-estruturas	11
2.1.3.1	Sector eléctrico	11
2.1.3.2	Sector do gás natural	13
2.1.4	Regulação/ <i>Unbundling</i>	14
2.1.4.1	Sector eléctrico	14
2.1.4.2	Sector do gás natural	15
2.1.5	Segurança de abastecimento	15
2.1.5.1	Sector eléctrico	15
2.1.5.2	Sector do gás natural	16
2.1.6	Conclusões gerais	16
3	REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA	19
3.1	Matérias de regulação	19
3.1.1	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	19
3.1.2	Regulação das empresas de redes de transporte e distribuição	19
3.1.2.1	Tarifas de acesso às redes	19
3.1.2.2	Qualidade de serviço	23
3.1.2.3	Balanço	26
3.1.3	Separação dos operadores das redes	29
3.1.3.1	Operador da rede de transporte	29
3.1.3.2	Operadores das redes de distribuição	30
3.1.3.3	Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	32
3.2	Concorrência	32
3.2.1	Caracterização do mercado grossista	32
3.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais	41
3.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência	48
3.2.3.1	Definição do conceito de facto relevante	48
3.2.3.2	Leilões de capacidade virtual de produção (VPP)	49
3.2.3.3	Operações de concentração e articulação com a Autoridade da Concorrência	52
4	REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL	53
4.1	Matérias de regulação	53
4.1.1	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas infra-estruturas	53
4.1.2	Regulação dos operadores da rede pública de gás natural	54

4.1.2.1	Tarifas acesso às infra-estruturas de gás natural	54
4.1.2.2	Qualidade de serviço	57
4.1.2.3	Balanço.....	60
4.1.3	Separação dos operadores das infra-estruturas.....	60
4.1.3.1	Operador do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	61
4.1.3.2	Operadores de Armazenamento Subterrâneo.....	62
4.1.3.3	Operador da rede de transporte de gás natural.....	62
4.1.3.4	Operadores das redes de distribuição de gás natural	62
4.2	Concorrência.....	63
4.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	63
4.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais de gás natural.....	63
4.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência	67
4.2.3.1	Operações de concentração e articulação com a Autoridade da Concorrência	67
4.2.3.2	Leilões de libertação de quantidades de gás natural.....	67
5	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	69
5.1	Electricidade	69
5.1.1	Breve caracterização de 2008.....	69
5.1.2	Planeamento das redes e investimentos na produção	72
5.2	Gás	73
5.2.1	Breve caracterização de 2008.....	73
5.2.2	Segurança de abastecimento no Sistema Nacional de Gás Natural	73
5.2.2.1	Reservas de segurança.....	74
5.2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.....	74
5.2.2.3	Terminal de GNL	75
5.2.2.4	Importação e diversificação de fontes de abastecimento	76
5.2.2.5	Contratos de aprovisionamento de longo prazo	77
6	SERVIÇO PÚBLICO	79
6.1	Ocorrências legislativas	79
6.2	Tarifa Social	80
6.3	Comercializadores de Último Recurso.....	80
6.4	Interrupções do Fornecimento	81
6.5	Condições Contratuais Gerais	81
6.5.1	Contratos de fornecimento de gás natural entre os comercializadores de último recurso retalhistas e os clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³ (n)....	81
6.5.2	Contrato de fornecimento de gás natural entre o Comercializador de Último Recurso Grossista e os comercializadores de último recurso retalhistas	82
6.5.3	Contrato de uso da rede de distribuição de gás natural	82
6.6	Tarifas de venda a clientes finais.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha	12
Figura 3-1 – Evolução dos desvios (2008)	28
Figura 3-2 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por tipo de produção e capacidade instalada.....	33
Figura 3-3 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por agente e capacidade instalada	34
Figura 3-4 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por tipo de produção e energia produzida.....	35
Figura 3-5 - Concentração na produção relativa à capacidade instalada	36
Figura 3-6 - Quotas de energia produzida por agente.....	36
Figura 3-7 – Concentração da produção de energia eléctrica.....	37
Figura 3-8 – Repartição de volumes de energia entre mercados.....	38
Figura 3-9 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal	39
Figura 3-10 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercado.....	40
Figura 3-11 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL	41
Figura 3-12 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008.....	43
Figura 3-13 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008.....	43
Figura 3-14 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado	46
Figura 3-15 – Evolução do Mercado Liberalizado em Portugal Continental (nº de clientes do ML).....	47
Figura 3-16 – Colocação de capacidade nos leilões VPP	51
Figura 4-1 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008-2009	65
Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008-2009.....	65

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais entre 2008 e 2007.....	9
Quadro 2-2 – Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais para 2008-2009.....	10
Quadro 2-3 – Evolução mensal das situações de congestionamentos na Interligação Portugal-Espanha, verificadas em 2008	12
Quadro 3-1 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2008	23
Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2008.....	24
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço nas principais ilhas da Região Autónoma dos Açores constituídas por sistema de transporte e distribuição, 2008.....	25
Quadro 3-4 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma da Madeira, 2008.....	26
Quadro 3-5 – Tipos de desvio, por função	27
Quadro 3-6 – Desvio total anual e valores unitários (2008).....	28
Quadro 3-7 – Caracterização da procura por tipo de fornecimento.....	42
Quadro 3-8 – Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão.....	44
Quadro 3-9 – Resumo do VPP3.....	50
Quadro 3-10 – Resumo do VPP4.....	50
Quadro 4-1 – Caracterização da qualidade de serviço do terminal de GNL, ano gás 2007-2008	58
Quadro 4-2 – Caracterização da qualidade de serviço das redes de distribuição, ano gás 2007-2008.....	59
Quadro 5-1 – Repartição da produção	70
Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo.....	70
Quadro 5-3 – Potência máxima anual.....	71
Quadro 5-4 – Parque electroprodutor	71
Quadro 5-5 – Margem de capacidade.....	72
Quadro 5-6 – Evolução da procura de gás natural	73
Quadro 5-7 – Capacidade útil de armazenamento e capacidade de emissão para a RNTGN em 2008.....	75
Quadro 5-8 – Actividade do terminal de GNL – Tráfego de GNL.....	75
Quadro 5-9 - RNTGN – entradas e saídas.....	77

1 NOTA DE ABERTURA

Em 2008 manteve-se a dinâmica de desenvolvimento e consolidação dos mercados da electricidade e de gás natural bem como a continuação do trabalho visando o aprofundamento do mercado de energia, a nível ibérico.

No âmbito ibérico, o ano de 2008 constituiu-se como o primeiro ano civil completo de participação dos agentes portugueses no mercado *spot* do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). Embora em termos comparativos, relativamente ao ano de 2007, só seja possível analisar o segundo semestre deste ano, já que o MIBEL arrancou a 1 de Julho, é de assinalar uma evolução favorável ao nível da integração do mercado português e espanhol num contexto que foi marcado por uma elevada atipicidade, designadamente quanto à evolução dos mercados de energia primária (carvão, petróleo, gás natural), facto que condiciona as comparações com o passado recente.

Foi dada continuação aos trabalhos de aprofundamento do MIBEL, através de acções desenvolvidas pelos grupos de trabalho constituídos no âmbito do Conselho de Reguladores por elementos da ERSE e da CNE, visando a concretização do Plano de Compatibilização Regulatória assinado pelos Governos Português e Espanhol a 8 de Março de 2007, e que, em 2008, respeitaram às seguintes matérias:

- Procedimentos de mudança de comercializador – o trabalho desenvolvido culminou com o envio pelo Conselho de Reguladores aos Governos de Portugal e Espanha em Outubro de 2008, de proposta harmonizada de procedimentos de mudança de comercializador.
- Introdução do conceito de operador dominante ibérico com limitações e restrições harmonizadas entre os dois países – na sequência dos trabalhos desenvolvidos em 2007, a proposta do Conselho de Reguladores foi apresentada aos Governos de Portugal e de Espanha no início de 2008.

No âmbito do referido Plano de Compatibilização, a ERSE e a CNE ficaram de preparar um documento com os princípios de funcionamento e organização do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS), cuja proposta foi apresentada aos Governos de Portugal e Espanha em Janeiro de 2008.

No quadro nacional, importa sublinhar, a implementação, por parte da ERSE, de mecanismos de supervisão de mercados, nomeadamente através da criação de uma unidade organizacional de supervisão, com o objectivo de contribuir para o reforço das condições de transparência e de integridade do mercado grossista de electricidade. No que respeita à sua função de monitorizar os preços no mercado retalhista de energia eléctrica a ERSE desenvolveu, durante 2008, trabalho no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência quer dos preços médios praticados, com o objectivo de promover a divulgação de informação aos consumidores e aos restantes agentes do mercado, como contributo para fomentar a transparência do mercado.

Relativamente ao comportamento dos mercados energéticos internacionais, o ano de 2008 é marcado por uma grande volatilidade dos preços da energia primária, sobretudo no início do ano. Tal facto não só não foi previsto como seria difícil de prever, à data de fixação de tarifas de energia eléctrica a vigorar no mercado regulado em 2008.

Quanto ao gás natural, com o intuito de dar estabilidade ao processo de liberalização do sector e dotar os agentes de mercado de alguma previsibilidade na programação das suas operações, a ERSE em 2008, preparou um primeiro leilão de libertação de quantidades de gás natural, que veio a acontecer já em Fevereiro de 2009.

Ainda no sector do gás natural, foi desencadeado, em 2008, o processo de definição de procedimentos de mudança de comercializador, em cuja elaboração se seguiram, no essencial, as recomendações de boas práticas do ERGEG e visam facilitar o processo de escolha de fornecedor reduzindo as assimetrias de informação.

Visando um melhor desempenho dos mercados de electricidade e de gás natural, a ERSE desenvolveu, em 2008, diversas acções de entre as quais se referem no caso do sector eléctrico: (i) definição de mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações e (ii) o conceito de facto relevante. Para o sector do gás natural a ERSE alargou a sua esfera de regulação às actividades de Distribuição, Comercialização e Compra e Venda de Gás Natural, fixando as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, de Comercialização, de Energia e a tarifa de Venda a Clientes Finais.

No caso das acções identificadas para o sector eléctrico, importa assinalar, relativamente aos mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade nas interligações, que o Conselho de Reguladores do MIBEL propôs a implementação de um mecanismo de atribuição de direitos físicos de capacidade de interligação constante do documento “Regras Conjuntas de Contratação de Capacidade na Interligação Portugal–Espanha”, que se encontra publicado em Portugal mas que não teve tratamento equivalente em Espanha.

No que respeita ao conceito de facto relevante, foi consagrado, por via regulamentar, o procedimento para que qualquer agente de mercado deva comunicar os factos susceptíveis de influenciar a formação dos preços em mercado. O propósito fundamental desta metodologia de comunicação é o de reduzir as assimetrias no acesso à informação entre os diversos agentes e, com isso, reforçar as condições de transparência do mercado.

Registe-se que, de um modo geral, o aumento da concentração do mercado retalhista de electricidade em 2008 devido à evolução dos preços da energia no mercado grossista, sobretudo no início do ano, A fixação de tarifas para o mercado regulado foi efectuada ainda em 2007 com expectativas generalizadas muito distintas quanto à evolução que se veio a verificar dos custos com a energia. Em 2009, esta tendência inverteu-se.

Como nota final sobre o ano de 2008, salientam-se os desenvolvimentos no âmbito das obrigações de Serviço Público, concretizados através da publicação de dois diplomas: Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, que procedeu a uma revisão da lei dos serviços públicos essenciais e a Lei n.º 51/2008, de 27 de Agosto, conhecida como a lei da rotulagem.

Relativamente à primeira, consagra a criação no ordenamento jurídico nacional de um conjunto de mecanismos destinados a proteger o utente dos serviços públicos essenciais, entre os quais se incluem expressamente os serviços de fornecimento de electricidade e de gás natural. Quanto à segunda, estabelece a obrigatoriedade de todos os comercializadores de energia eléctrica incluírem nas facturas informação sobre a origem da energia eléctrica que adquiriram e venderam aos seus clientes bem como os impactes ambientais associados ao fornecimento de energia eléctrica.

SIGLAS

- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia.
- BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
- BTE – Baixa Tensão Especial (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW).
- BTN – Baixa Tensão Normal (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA).
- CAE – Contrato de Aquisição de Energia.
- CEER – *Council of European Energy Regulations*.
- CENELEC – Comité Europeu de Normalização Electrotécnica.
- CMVM – Comissão do Mercado de Valores Mobiliário.
- CNE – *Comisión Nacional de Energía*.
- CNMV – *Comisión Nacional del Mercado de Valores*.
- CR – Actividade de Comercialização de Redes.
- CUR – Comercializador de Último Recurso.
- DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia.
- ERGEG – *European Regulators Group of Electricity and Gas*.
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- GNL – Gás Natural Liquefeito.
- IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado.
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade.
- ML – Mercado Liberalizado.
- MR – Mercado Regulado.
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- OMEL – *Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, SA*.

- OMI – Operador de Mercado Ibérico.
- OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.
- OMIE – Operador do Mercado Ibérico - pólo Espanhol.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - pólo Português.
- ORD – Operador da Rede de Distribuição.
- ORT – Operador da Rede de Transporte.
- PDIR – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT.
- PRE – Produção em Regime Especial.
- RAA – Região Autónoma dos Açores.
- RAM – Região Autónoma da Madeira.
- RMC – Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos.
- RND – Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão.
- RNT – Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
- RPGN – Rede Pública de Gás Natural.
- RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço.
- SEN – Sistema Eléctrico Nacional.
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural.
- TGCC – Turbinas a Gás de Ciclo Combinado.
- TGCS – Turbinas a Gás de Ciclo Simples.
- UAG – Unidade Autónoma de GNL.
- 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.
- VPP – *Virtual Power Plants*.

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

2.1.1 MERCADO GROSSISTA

O ano de 2008 veio demonstrar uma redução da concentração no mercado de produção de energia eléctrica, quer em termos de capacidade instalada, quer em termos de energia produzida. Para esta evolução contribuiu, decisivamente, o aumento da capacidade instalada da produção em regime especial¹ (PRE) e a correspondente energia produzida, sobretudo a partir de aproveitamentos eólicos, segmento em que o incumbente não é maioritário.

Ainda do ponto de vista de concentração na produção, a implementação de mecanismos de cedência de capacidade de produção, veio permitir disponibilizar a novos agentes do sector cerca de 5% da capacidade instalada em regime ordinário e cerca de 9% da capacidade de centrais térmicas.

Do lado da procura em mercado grossista, a evolução desfavorável da comercialização livre conduziu a um inevitável aumento da concentração das compras em mercado por parte do comercializador de último recurso. Recorde-se que contratação *spot*, no caso português, continua a representar a principal modalidade de negociação de electricidade.

Em termos de integração de mercado, o ano de 2008 representou o primeiro ano civil completo de participação dos agentes portugueses no mercado *spot*, pelo que as comparações a efectuar podem apenas fazer-se com o segundo semestre de 2007. Ainda assim, há a registar uma evolução ligeiramente favorável ao nível da integração do mercado português e espanhol (menores valores médios de *spread* de preço e menor número de horas de separação de mercado). Convirá, ainda, reter que o ano de 2008 foi marcado por uma elevada atipicidade da evolução de mercado, designadamente quanto à evolução dos mercados de energia primária (carvão, petróleo, gás natural), facto que condiciona as comparações que se possam efectuar com o passado recente.

Do ponto de vista regulatório, a liberalização dos mercados grossista e retalhista pôs em evidência a necessidade de complementar a regulação marcadamente *ex-ante* que tem caracterizado a prática da ERSE, com uma regulação tendencialmente *ex-post*, através da implementação de mecanismos de supervisão de mercado. Assim, tanto no sector eléctrico, como no sector do gás natural, aprofundaram-se as competências de supervisão de mercados, com as seguintes principais áreas de actuação:

- Mercado grossista;

¹ Considera-se produção de electricidade em regime especial a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente, através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade.

- Mercado de serviços de sistema;
- Mercados associados à resolução de congestionamentos nas infra-estruturas;
- Mercado retalhista.

Esta opção procurou contribuir para o reforço das condições de transparência e de integridade do mercado grossista de electricidade.

Assim, o ano de 2008 ficou marcado por uma evolução favorável ao nível do mercado grossista da electricidade, traduzida na redução da concentração global da produção de electricidade. De qualquer modo, persiste um elevado grau de concentração no mercado eléctrico, pelo que a implementação de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência deverão suceder-se aos desenvolvimentos já obtidos – nomeadamente no âmbito do MIBEL, os grupos de trabalho conjunto criados pela ERSE e pela CNE, que resultaram no desenvolvimento de mecanismos de divulgação de informação ao mercado e nos trabalhos de convergência regulatória no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL):

- Procedimentos de mudança de comercializador.
- Metodologia para cálculo de tarifas de acesso.
- Introdução do conceito de operador dominante ibérico com limitações e restrições harmonizadas entre os dois países.
- Criação do site do MIBEL.
- Estudo sobre o funcionamento do MIBEL.

No que respeita ao sector do gás natural, realça-se o início de implementação de mecanismos de mercado, através da cedência de gás natural, no primeiro leilão que se veio a realizar já em 2009 com entregas no ano-gás 2009-2010. Este procedimento será continuado nos próximos dois anos. Por outro lado, no quadro da construção do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS), a ERSE e a CNE prepararam um documento com os princípios de funcionamento e organização desse mercado, do qual constam como os principais temas a tratar: a harmonização das licenças de comercialização de gás natural; a convergência na estrutura de tarifas de acesso e o planeamento conjunto do sistema de gás natural ibérico.

2.1.2 MERCADO RETALHISTA

2.1.2.1 SECTOR ELÉCTRICO

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista, o ano de 2008 é marcado por uma redução da expressão do segmento liberalizado de consumo de electricidade, muito por força da evolução dos preços de energia no mercado grossista e das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais, conforme adiante se descreve.

Finalmente, a mudança de comercializador foi dinamizada pelo aumento do número de clientes residenciais no mercado liberalizado que transitaram do mercado regulado e pelo regresso significativo de clientes industriais ao mercado regulado, o que ditou uma recomposição da estrutura do próprio mercado retalhista.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No que diz respeito à evolução dos preços das tarifas de venda de energia eléctrica a clientes finais verificou-se, no sector eléctrico em Portugal continental, a seguinte variação nominal diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento, entre 2008 e 2007:

Quadro 2-1 – Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais entre 2008 e 2007

	Variação 2008/2007
Tarifas de Venda a Clientes Finais	2,9%
Venda a Clientes Finais em NT	3,0%
Venda a Clientes Finais em MAT	3,9%
Venda a Clientes Finais em AT	3,9%
Venda a Clientes Finais em MT	2,7%
Venda a Clientes Finais em BT	2,9%
Venda a Clientes Finais em BTE	2,5%
Venda a Clientes Finais em BTN> 20,7 kVA	2,7%
Venda a Clientes Finais em BTN< 20,7 kVA	2,9%
Venda a Clientes Finais em IP	3,9%

2.1.2.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Apesar do mercado do gás natural se encontrar aberto desde o início do ano aos grandes consumidores industriais, o facto é que nenhum destes clientes optou por efectuar uma mudança de fornecedor, razão pela qual a concentração do mercado retalhista não sofreu alterações de 2007 para 2008.

De todo o modo, ainda em 2008, foi desencadeado o processo de definição de procedimentos de mudança de comercializador para o sector do gás natural, facto que se veio a traduzir na aprovação dos mesmos, já em 2009. Estes procedimentos seguiram, no essencial, as recomendações de boas práticas do ERGEG e visam facilitar o processo de escolha de fornecedor reduzindo as assimetrias de informação.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No quadro seguinte apresentam-se as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais para o ano gás² 2008-2009, face aos valores que vigoraram no 2.º trimestre de 2008.

Quadro 2-2 – Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais para 2008-2009

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária (%)
Variação Tarifária Global	-1,2%
Consumo > 2 000 000 m³/ano	0,6%
10 000 m³/ano < Consumo < 2 000 000 m³/ano	-3,6%
Consumo < 10 000 m³/ano	-3,4%

Passou a caber à ERSE, em regime transitório, homologar as tarifas de venda dos fornecimentos de gás natural, designadamente as tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem no primeiro e segundo trimestres de 2008.

No segundo ano gás, 2008-2009, a ERSE alargou a regulação às actividades de Distribuição de Gás Natural, Comercialização de Gás Natural e Compra e Venda de Gás Natural, fixando as tarifas de Uso das Redes de Distribuição, de Comercialização, de Energia e a tarifa resultante de Venda a Clientes Finais.

² Cada ano gás decorre entre 1 de Julho e 30 de Junho do ano seguinte.

2.1.3 INFRA-ESTRUTURAS

2.1.3.1 SECTOR ELÉCTRICO

TARIFAS DE ACESSO

Em 2008, manteve-se a metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Redes.

INVESTIMENTOS EM LINHAS DIRECTAS (ART.º 22.º)

Durante 2008 não se realizou nenhum investimento a nível de linhas directas de abastecimento a clientes a partir de centros produtores dedicados.

ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Durante o ano de 2008, no âmbito do MIBEL a atribuição de capacidade baseou-se exclusivamente no mecanismo de “market splitting” implementado no mercado diário, não tendo sido realizado qualquer leilão explícito de capacidade como previsto.

A nível de congestionamentos, observou-se uma diminuição do número de horas em que as interligações estiveram utilizadas a 100%, destacando-se ainda a tendência para a aproximação dos preços médios entre Portugal e Espanha, com um *spread* médio anual de 5,5 €/MWh. Apesar desta tendência, a capacidade de interligação ainda esteve saturada em cerca de 62% do tempo, conforme apresentado no quadro seguinte.

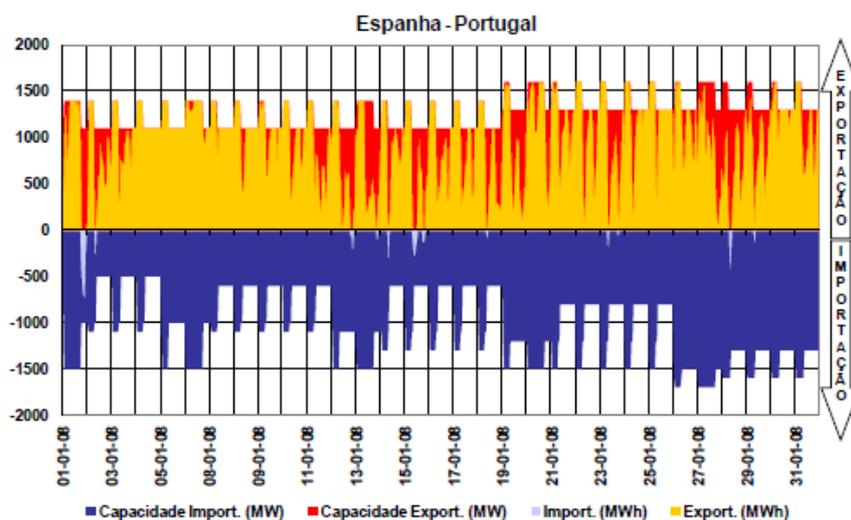
Quadro 2-3 – Evolução mensal das situações de congestionamentos na Interligação Portugal-Espanha, verificadas em 2008

Mês	Congestionamento		Diferencial preços (€/MWh)
	n.º horas	% horas no mês	Médio
Janeiro	300	40	4,18
Fevereiro	362	52	4,33
Março	504	68	6,46
Abril	492	68	6,31
Maiο	534	74	5,86
Junho	522	73	6,23
Julho	486	65	4,93
Agosto	349	47	2,23
Setembro	289	40	2,75
Outubro	478	64	6,68
Novembro	597	83	10,02
Dezembro	529	71	6,61
Média do Ano		62	5,50

Fonte: ERSE, OMEL

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

Figura 2-1 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha



Fonte: ERSE, OMEL

Não obstante a redução registada relativamente a 2007, verifica-se ainda um número significativo de horas de congestionamento, sendo expectável que a médio prazo, os reforços de capacidade de

produção previstos a instalar em Portugal, associados a novas interligações internacionais e reforços internos da rede de transporte, permitam colmatar as lacunas actuais fomentando a concorrência entre agentes e dinamizando o funcionamento do MIBEL.

2.1.3.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

TARIFAS DE ACESSO

A estrutura das tarifas fixadas pela ERSE para o ano gás 2007-2008 (Julho de 2007 a Junho de 2008) foi alterada em conformidade com o estabelecido no Regulamento Tarifário publicado em Setembro de 2006.

A 15 de Junho de 2007 a ERSE estabeleceu as Tarifas de Acesso às Redes e às Infra-Estruturas de alta pressão (terminal de GNL, Rede de Transporte em alta pressão e armazenamento subterrâneo) a vigorarem de 1 de Julho de 2007 a 30 de Junho de 2008.

A 15 de Junho de 2008 para além das Tarifas de Acesso em alta pressão mencionadas anteriormente, a ERSE aprovou as Tarifas de Uso das Redes de Distribuição em média e baixa pressão, todas para vigorarem de 1 de Julho de 2008 a 30 de Junho de 2009.

A tarifa de Acesso à Rede de alta pressão consiste na soma da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Uso Global do Sistema associada à coordenação e gestão técnica do Sistema Nacional de Gás Natural.

CAPACIDADE E USO DAS INTERLIGAÇÕES

Os mercados de gás natural na Península Ibérica continuam a ser marcados pelo recurso preponderante a contratos de abastecimento de longo prazo do tipo “take or pay”. Esta situação, por si só, dificulta a criação de um mercado grossista de gás natural a nível Ibérico.

INVESTIMENTOS (ART.º 22.º)

No período em apreço, manteve-se o investimento no reforço da capacidade de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço, através da construção da cavidade TGC-4.

O regime de acesso às infra-estruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) é regulado, não tendo sido aplicadas derrogações ao abrigo do artigo 22.º da Directiva 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho.

ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE

As infra-estruturas de gás natural são muito recentes em Portugal, dispondo de uma capacidade muito superior às actuais necessidades. Em consequência, não se têm verificado congestionamentos nas infra-estruturas do SNGN. Não obstante, o quadro regulamentar em vigor inclui mecanismos de atribuição das capacidades disponíveis nas infra-estruturas do SNGN e prevê a eventualidade de ocorrerem congestionamentos, contemplando a adopção de mecanismos de mercado nestas situações.

2.1.4 REGULAÇÃO/UNBUNDLING

2.1.4.1 SECTOR ELÉCTRICO

PAPEL DO TSO NOS MERCADOS

Ao nível dos mercados diário e intradiário, a participação da empresa REN³, enquanto Gestor Técnico do Sistema, consiste na disponibilização de informação ao operador de mercado e aos agentes, designadamente sobre previsões de consumo, capacidades de interligação, programas, desagregação de produção e disponibilização de informação sobre factos susceptíveis de influenciar o funcionamento do mercado.

Ao nível do mercado de serviços de sistema, necessário para a segurança da operação (reservas secundária, terciária e restrições técnicas), a REN é responsável pela sua gestão e liquidação.

DESENVOLVIMENTOS NA SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES DO TSO E DOS DSO

O operador da rede nacional de transporte de electricidade em Portugal continental é independente, do ponto de vista patrimonial, das restantes actividades do sector eléctrico. O operador da rede de distribuição integrado no grupo EDP, é juridicamente independente das restantes empresas do mesmo grupo, designadamente das que envolvem actividades na produção e comercialização de energia eléctrica.

Na revisão regulamentar ocorrida em 2008, foram estabelecidas novas disposições que visam reforçar a independência no exercício das actividades dos operadores das redes de distribuição. Para além da obrigação de disporem de um Código de Conduta que assegure a independência, a imparcialidade e a exclusão de comportamentos discriminatórios, o operador da rede de distribuição passa a ter a obrigação de diferenciar a sua imagem e a disponibilizar página autónoma na Internet.

³ REN – Rede Eléctrica Nacional, 100% detida pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, SA.

2.1.4.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

PAPEL DO TSO

O enquadramento regulamentar em vigor prevê a realização de intercâmbios de gás natural nas zonas de balanço, as quais correspondem à Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), ao terminal de GNL e às infra-estruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural. Nesta perspectiva, os operadores das infra-estruturas referidas devem ser informados da actividade dos agentes de mercado, ao nível do mercado grossista, tendo em vista a transferência de quantitativos de gás natural, existentes nas respectivas infra-estruturas.

Presentemente, face à ausência de mercados organizados do gás natural, as transacções têm sido efectuadas mediante acordos bilaterais entre agentes de mercado.

INDEPENDÊNCIA DOS OPERADORES DAS REDES

Os operadores de infra-estruturas verificam os critérios de separação de actividades estabelecidos na Directiva 2003/55/CE, já transpostos para o ordenamento jurídico nacional.

Desde 2006 que os operadores da RNTGN, do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo de gás natural, que integram o grupo REN, são independentes, em termos funcionais, jurídicos e de propriedade, dos agentes de mercado. Em consequência, o planeamento das infra-estruturas do SNGN passou a ser realizado por uma entidade independente.

2.1.5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

2.1.5.1 SECTOR ELÉCTRICO

NOVOS INVESTIMENTOS

Nos últimos anos registou-se um acréscimo importante da produção em regime especial (nos últimos 6 anos o seu contributo para o abastecimento do consumo aumentou de 8% para 23%), prevendo-se que a tendência se mantenha, a par do reforço da capacidade instalada em centrais de ciclo combinado e de centrais hidroeléctricas, estando previsto e aprovado um plano nacional para a construção de 10 novos aproveitamentos hidroeléctricos até 2020.

Quanto ao investimento na rede de transporte, destacam-se os projectos nas regiões norte e centro do país destinados à recepção de produção em regime especial (eólica), bem como a abertura e

remodelação de subestações destinadas ao reforço da segurança de abastecimento e qualidade de serviço nas regiões da Grande Lisboa e Grande Porto.

DIVERSIFICAÇÃO DAS FONTES E DAS ORIGENS

Em 2008, o consumo de energia eléctrica foi abastecido nas seguintes proporções: gás natural (24%), saldo importador (19%), fuel (2%), carvão (21%), hidráulica (11%) e produção em regime especial (23%).

A margem de capacidade, definida como a diferença entre a capacidade de produção instalada e a ponta máxima anual de consumo, registou no último ano o valor de 37%, face aos 35% registados em 2006 e 2007, e face aos 30% registados em 2004. Para informação mais detalhada, consultar a secção 5.1.1, “Breve Caracterização de 2008”.

2.1.5.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

NOVOS INVESTIMENTOS

Em 2008, a REN submeteu o PDIR⁴ para aprovação ministerial, o qual prevê uma nova interligação, o reforço do terminal de GNL através da construção do terceiro reservatório e o reforço substancial da capacidade de armazenamento subterrâneo com 6 novas cavidades. Os aspectos fundamentais que presidiram às soluções propostas no PDIR foram a cobertura do aumento da procura de gás natural no SNGN, perspectivado para o curto e médio prazo, a criação de condições mais adequadas para a utilização das infra-estruturas pelos agentes de mercado e o incremento substancial da segurança de abastecimento.

2.1.6 CONCLUSÕES GERAIS

DIRECTIVAS EM VIGOR

A transposição das Directivas 2003/54/CE e 2003/55/CE foi efectuada integralmente em Portugal.

A análise do ano de 2008 permite identificar um conjunto conclusões gerais respeitantes a três áreas: (i) separação das actividades; (ii) integração dos mercados e à promoção da concorrência e (iii) aprofundamento do mercado ibérico de energia no contexto da criação do mercado interno de energia da União Europeia.

⁴ Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (PDIR), abrangendo a RNTGN, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo de gás natural.

(i) Relativamente à separação das actividades:

- a) No sector eléctrico, o operador da rede nacional de transporte de electricidade é independente, do ponto de vista patrimonial, das restantes actividades do sector eléctrico e o operador da rede de distribuição, que integra o grupo EDP, é juridicamente independente das restantes empresas do mesmo grupo;
- b) No sector do gás natural, embora Portugal se encontre ao abrigo de uma derrogação à Directiva 2003/55/CE, os operadores de infra-estruturas já verificam os critérios de separação de actividades estabelecidos na Directiva referida. Acresce, ainda, que os operadores da RNTGN, do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo de gás natural, que integram o grupo REN, são independentes, em termos de propriedade dos agentes de mercado.

(ii) Quanto à integração dos mercados e à promoção da concorrência referem-se:

No sector eléctrico

- a) A evolução positiva na diminuição do grau de concentração na actividade de produção de energia eléctrica, fruto do aumento da produção da PRE, reflectindo o forte aumento no investimento neste tipo de produção.
- b) A diminuição da comercialização livre, do lado da procura, que conduziu ao aumento da concentração das compras em mercado. Este facto reflecte a redução do segmento liberalizado do mercado retalhista, muito por força da evolução em contra ciclo dos preços de energia no mercado grossista e das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais, entretanto fixadas no final de 2007.
- c) A introdução de mecanismos de cedência de capacidade de produção.
- d) A implementação de mecanismos de supervisão de mercado, por parte da ERSE, com o objectivo de contribuir para o reforço das condições de transparência e de integridade do mercado grossista de electricidade.
- e) A evolução favorável, no que respeita ao desenvolvimento do MIBEL, ao nível da integração do mercado português e espanhol medido pela diferença dos preços e pelo número de horas de separação de mercado. No ano em análise, a atribuição de capacidade, no MIBEL foi realizada, exclusivamente, através de um mecanismo de *market splitting* implementado no mercado diário e intra-diário.

No sector do gás natural, realça-se o início de implementação de mecanismos de mercado para a cedência de quantidades de gás natural adquiridas no âmbito dos contratos de *take or pay* por forma a incentivar a entrada de novos agentes no mercado.

(iii) No quadro da construção do Mercado Interno da Energia e no seguimento das Iniciativas Regionais, vários passos foram concretizados:

- a) Visando o aprofundamento do MIBEL, foi dada continuidade, no âmbito do Conselho de Reguladores, aos trabalhos de harmonização regulatória, na sequência do compromisso assumido no âmbito do "Plano de compatibilização da regulação do sector energético entre Espanha e Portugal", assinado pelos Governos de ambos os países.
- b) Visando a construção do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS), a ERSE e a CNE prepararam um documento com os princípios de funcionamento e organização desse mercado, do qual os principais temas a tratar foram expostos no ponto 2.1.1.

3.º PACOTE LEGISLATIVO

A ERSE participou, activamente, nos trabalhos realizados pelo CEER/ERGEG no âmbito do desenvolvimento do 3.º Pacote relativo ao Mercado Interno de Energia.

Neste contexto, importa referir que alguns dos pilares que o diferenciam face às directivas em vigor, já foram implementados em Portugal, salientando-se, de entre outros, o caso do *unbundling* dos operadores das redes de transporte dos sectores eléctrico do gás natural que, como anteriormente referido, estão separados jurídica e patrimonialmente das restantes empresas que operam noutras actividades desses sectores.

Quanto ao incremento da autonomia dos reguladores previsto nas novas directivas, importa referir as expectativas, da ERSE, relativamente ao reforço da sua independência através da implementação da autonomia de gestão na execução do orçamento bem como a consolidação do regime sancionatório que já lhe está atribuído, mas cujo exercício terá de ser objecto de diploma legal específico que se encontra, ainda, em fase de aprovação pelos órgãos competentes.

3 REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA

3.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

3.1.1 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INTERLIGAÇÕES

Face a 2007, não se registaram alterações a nível do modelo de gestão das interligações entre Portugal e Espanha, sendo a capacidade de interligação atribuída, exclusivamente, através de um mecanismo de “market splitting” implementado no mercado diário e intradiário do MIBEL.

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

- Regulamento CE n.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho e Decisão n.º 2006/770/CE que altera o seu anexo.
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).
- Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha.
- Regras Conjuntas de Contratação de Capacidade na Interligação Portugal – Espanha.

Na sequência de solicitação dos governos dos dois países, o Conselho de Reguladores propôs a implementação de um mecanismo de atribuição de direitos físicos de capacidade de interligação através de leilões explícitos de capacidade, em horizonte temporal anterior ao horizonte diário. Esta proposta não veio a ser acolhida pelo governo espanhol.

3.1.2 REGULAÇÃO DAS EMPRESAS DE REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

3.1.2.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA

A ERSE tem a responsabilidade de elaborar e publicar o Regulamento Tarifário onde é estabelecida a metodologia de cálculo das tarifas e preços, bem como as formas de regulação dos proveitos permitidos. A aprovação do Regulamento Tarifário é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário.

O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente.

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

Assim, consideram-se as tarifas de Acesso às Redes que são aplicadas a todos os consumidores de energia eléctrica pelo uso das infra-estruturas. Estas tarifas de Acesso às Redes são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente podem ser pagas directamente pelos clientes que sejam agentes de mercado (clientes que compram a energia directamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação).

A existência de comercializadores de último recurso (CUR) é acompanhada pela existência de tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos seus clientes, calculadas adicionando-se às tarifas de Acesso às Redes as tarifas de Comercialização e de Energia. Estas duas últimas reflectindo por um lado, os custos de comercialização do comercializador de último recurso e por outro, os custos de aprovisionamento de energia, para abastecimento dos seus clientes, em mercados organizados ou mediante contratação bilateral sujeita a aprovação prévia da ERSE.

TARIFAS E ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

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

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

Os preços das tarifas em cada actividade 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 actividade sejam recuperados.

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

ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

O acesso às redes pago por todos os consumidores de energia eléctrica inclui as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de

Redes. Os preços das tarifas de acesso de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por actividade.

Os clientes que escolheram o seu comercializador no mercado pagam as tarifas de acesso às redes e negociam livremente com o seu comercializador a aquisição de energia eléctrica.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo comercializador de último recurso (CUR) aos seus clientes são calculadas, a partir das tarifas por actividade incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas de Energia e de Comercialização.

Na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais, esta realidade permite evitar subsidias cruzadas entre clientes, e quanto mais próximos dos custos marginais estiverem os preços das referidas tarifas, mais próximo se estará duma afectação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por actividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exactamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MT, e em que termos de facturação 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.

FORMAS DE REGULAÇÃO

No início de um novo período de regulação, correspondendo ao triénio 2009 a 2011, a ERSE decidiu reanalisar o modelo de regulação a aplicar ao operador da rede de transporte, tendo em conta as vantagens e inconvenientes do modelo regulatório existente e o interesse em criar incentivos que promovam um comportamento mais eficiente deste operador. Assim, passou-se de um modelo por taxa de remuneração e custos aceites em base anual para um modelo por incentivos.

As alterações introduzidas foram as seguintes: (I) a adopção de uma fórmula de regulação para os custos de exploração que considere um *revenue cap* para os custos operacionais existentes no início do período de regulação e custos de referência adaptados ao nível de actividade da empresa durante o período de regulação em curso, (II) o incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, (III) o incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT e (IV) o incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.

Paralelamente, no novo período regulatório foi introduzido um incentivo aos novos investimentos através de uma taxa de remuneração do imobilizado diferenciada. Assim, os novos investimentos valorizados a preços de referência têm como remuneração (o custo de capital nominal antes de impostos) uma taxa

acrescida em 1,5% à remuneração definida para o restante imobilizado do operador da rede de transporte.

Relativamente ao operador da rede de distribuição manteve-se a regulação por incentivos: (I) incentivo à gestão eficiente dos custos (*Price-cap*), (II) incentivo à melhoria da qualidade de serviço, (III) incentivo à redução de perdas e (IV) incentivo à promoção do desempenho ambiental.

O factor de eficiência fixado para os custos operacionais controláveis de 3,5% ao ano para o período de regulação de 2009-2011 teve em conta uma análise de eficiência económica dos custos das 14 áreas de rede do próprio operador da rede de distribuição, tendo como objectivo a minimização dos custos.

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira procedeu-se, no início de um novo período de regulação (2009-2011), a alterações na forma de regulação da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, que passou a ser efectuada através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*.

Registe-se que de forma a integrar os efeitos decorrentes da volatilidade nos mercados financeiros no custo de capital das empresas, a taxa de remuneração dos imobilizados dos operadores da rede de distribuição e de transporte está indexada à rendibilidade média das Obrigações do Tesouro Português (OT) a 10 anos.

RECEITAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

Em 2008, as receitas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, ascenderam a 64 milhões de euros, como se pode verificar na tabela seguinte.

Quadro 3-1 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2008

Mês	Congestionamento		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial médio preços	Import (ES->PT)	Export (PT->ES)	Renda congestionamento
	n.º horas	% horas mês	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	(milhões €)
Janeiro	300	40	74,40	70,22	4,18	718 701	5 930	3,9
Fevereiro	362	52	72,86	68,53	4,33	784 610	7 165	4,3
Março	504	68	65,46	59,00	6,46	1 041 655	0	7,2
Abril	492	68	62,48	56,18	6,31	901 046	941	6,6
Maio	534	74	62,14	56,28	5,86	773 238	445	5,0
Junho	522	73	64,57	58,34	6,23	785 244	3 150	5,8
Julho	486	65	73,12	68,19	4,93	734 891	1 920	4,2
Agosto	349	47	72,33	70,10	2,23	610 916	3 742	2,5
Setembro	289	40	75,78	73,03	2,75	648 062	7 542	2,7
Outubro	478	64	76,45	69,77	6,68	772 421	1 297	5,9
Novembro	597	83	76,55	66,53	10,02	879 824	1 016	9,6
Dezembro	529	71	63,71	57,11	6,61	827 996	6 807	6,6
								64

Fonte: ERSE, OMEL

3.1.2.2 QUALIDADE DE SERVIÇO

Para Portugal continental, tanto o Regulamento Tarifário como o Regulamento da Qualidade de Serviço apresentam disposições relativas à regulação da continuidade de serviço. Relativamente às Regiões Autónomas, foram publicados em 2004 os respectivos regulamentos com aplicação na Madeira e nos Açores.

INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O Regulamento Tarifário prevê um incentivo à continuidade de serviço cujo efeito se reflecte nos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

O valor do incentivo à continuidade de serviço na rede de MT de Portugal continental depende do valor de energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função, estabelecida regulamentarmente.

Em 2007, o valor de energia não distribuída corresponde a um valor de incentivo (prémio) de 107 605,65 euros.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO EM 2008

De seguida é apresentada a caracterização das redes de transporte e distribuição em termos de continuidade de serviço com base em indicadores para cada sistema (transporte e distribuição), determinados para o ano de 2008:

- TIE – Tempo de Interrupção Equivalente: indicador de aplicação à rede de transporte. Traduz o tempo de interrupção do sistema, dado pelo quociente entre a energia não fornecida e o valor médio da potência anual expectável.
- 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 e é dado pelo quociente entre a soma dos produtos da potência instalada efectuada pela duração de cada interrupção e a totalidade da potência instalada.
- SAIDI – Duração média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição que é dado pelo quociente entre a soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega e o número total de pontos de entrega.
- SAIFI – Frequência média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição que é dado pelo quociente entre a soma do número de interrupções em todos os pontos de entrega e o número total de pontos de entrega.

O Quadro 3-2 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço, registados em Portugal continental, em 2008. Os indicadores da rede de transporte são determinados considerando todas as interrupções nos pontos de entrega (PdE) e os indicadores da rede de distribuição consideram as interrupções com duração superior a 3 minutos.

Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2008

Nível Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
Transporte	TIE (min)		1,35
	SAIFI		0,22
	SAIDI (min)		1,26
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,30	111,85
	SAIFI (int/PdE)	0,01	2,88
	SAIDI (min/PdE)	0,59	165,60
Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	0,02	2,82
	SAIDI (min/cliente)	2,07	162,67

Nota: Valores provisórios

Fonte: REN, EDP Distribuição

Embora esteja previsto o pagamento de compensações aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, a informação relativa a 2008 ainda não foi disponibilizada pelo operador da rede de distribuição.

O Quadro 3-3 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados nas principais ilhas da Região Autónoma dos Açores. No cálculo dos indicadores são consideradas as interrupções com duração superior a 3 minutos.

Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço nas principais ilhas da Região Autónoma dos Açores constituídas por sistema de transporte e distribuição, 2008

Ilha	Nível de Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
São Miguel	Transporte	TIE (min)	33,6	
		SAIFI (int/PdE)	1	
		SAIDI (min/PdE)	47,4	
	Distribuição MT	TIEPI (min)	76,20	141,25
		SAIFI (int/PdE)	n.d.	n.d.
		SAIDI (min/PdE)	n.d.	n.d.
	Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	n.d.	n.d.
		SAIDI (min/cliente)	n.d.	n.d.
Terceira	Transporte	TIE (min)	3,6	
		SAIFI (int/PdE)	0,67	
		SAIDI (min/PdE)	18,6	
	Distribuição MT	TIEPI (min)	155,00	199,87
		SAIFI (int/PdE)	n.d.	n.d.
		SAIDI (min/PdE)	n.d.	n.d.
	Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	n.d.	n.d.
		SAIDI (min/cliente)	n.d.	n.d.
Pico	Transporte	TIE (min)	n.d.	
		SAIFI (int/PdE)	3,5	
		SAIDI (min/PdE)	135	
	Distribuição MT	TIEPI (min)	116,10	488,08
		SAIFI (int/PdE)	1,1	8,3
		SAIDI (min/PdE)	152,62	527,37
	Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	0,9	7,7
		SAIDI (min/cliente)	113,0	470,4

Nota: Valores provisórios

Fonte: EDA

Em 2008 registaram-se 1628 situações de incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, afectando cerca de 1% do número de clientes da EDA. No momento de realização deste relatório, a respectiva informação ainda está a ser alvo de análise.

O Quadro 3-4 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados nas ilhas da Região Autónoma da Madeira. No cálculo dos indicadores são consideradas as interrupções com duração superior a 3 minutos.

Quadro 3-4 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma da Madeira, 2008

Ilha da Madeira	Indicador	Interrupções	
		Programadas	Acidentais
Transporte	TIE (min)	6,59	23,82
	SAIFI (int/PdE)	0,73	3,70
	SAIDI (min/PdE)	48,08	79,60
Distribuição MT	TIEPI (min)	25,05	70,25
	SAIFI (int/PdE)	0,45	3,93
	SAIDI (min/PdE)	38,83	94,97
Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	0,34	4,99
	SAIDI (min/cliente)	0,52	1,72
Ilha de Porto Santo	Indicador	Programadas	Acidentais
Transporte	TIE (min)	58,80	70,49
	SAIFI (int/PdE)	1,50	3,50
	SAIDI (min/PdE)	35,00	70,25
Distribuição MT	TIEPI (min)	36,22	252,65
	SAIFI (int/PdE)	1,92	6,33
	SAIDI (min/PdE)	38,43	260,59
Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	1,83	7,77
	SAIDI (h/cliente)	0,53	5,05

Nota: Valores provisórios

Fonte: EEM

Em 2008 verificaram-se alguns incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço às instalações de clientes da Região Autónoma da Madeira. No momento de realização deste relatório, a respectiva informação ainda está a ser alvo de análise.

3.1.2.3 BALANÇO

No ano de 2008, a mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de electricidade efectuou-se de acordo com os mercados de ofertas de regulação secundária e terciária, à semelhança do que já havia sucedido durante o 2.º semestre de 2007.

Neste âmbito, a REN, na sua função de Gestor Técnico do Sistema, é responsável por seleccionar as ofertas apresentadas pelos agentes que representem o menor sobrecusto total.

Para cada unidade de produção e de consumo e para cada período horário, a energia de desvio é calculada pela diferença entre a energia entregue ou recebida e a energia do correspondente programa de contratação.

Em cada período horário, o mecanismo do acerto de contas considera dois tipos de desvio, para cada unidade de programação, os desvios por excesso e os desvios por defeito.

O Quadro 3-5 apresenta as causas para cada tipo de desvio, de acordo com a função de cada unidade de programação.

Quadro 3-5 – Tipos de desvio, por função

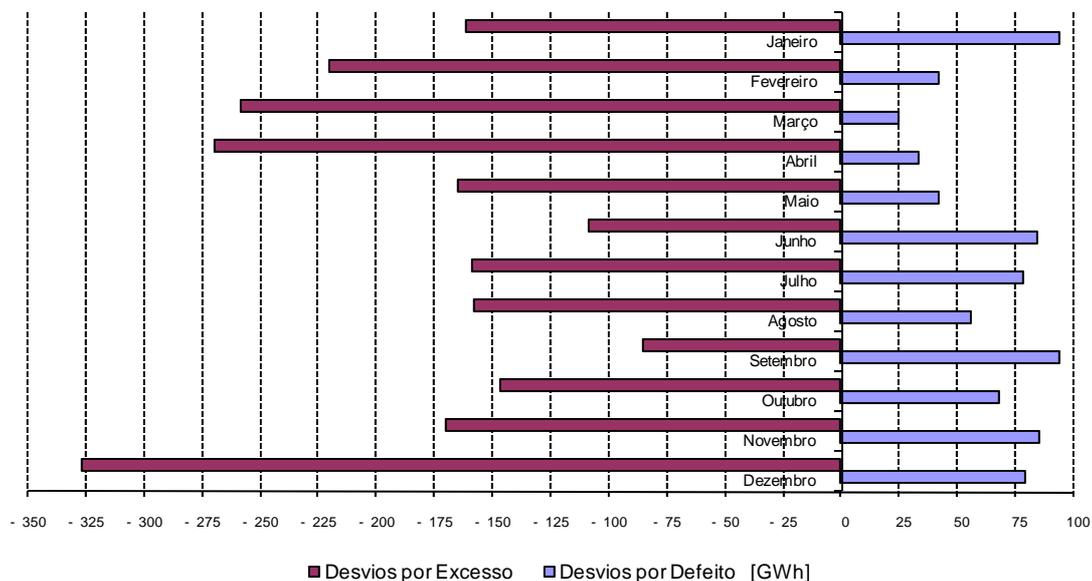
Função	Causa	
	Excesso	Defeito
Consumidores com condição de Agente de Mercado ou aquisição para bombagem	Consumos inferiores ao programa horário de compra	Consumos superiores ao programa horário de compra
Produtores ou Agente Comercial	Emissões superiores ao programa horário de venda	Emissões inferiores ao programa horário de venda
Comercializadores	Somatório do consumo de clientes e programas horários de venda inferior ao somatório dos programas horários de compra	Somatório do consumo de clientes e programas horários de venda superior ao somatório dos programas horários de compra
Comercializador de último recurso	Consumo em mercado (consumo dos clientes subtraído da energia adquirida directamente a produtores em regime especial) inferior ao programa horário de compra	Consumo em mercado (consumo dos clientes subtraído da energia adquirida directamente a produtores em regime especial) superior ao programa horário de compra

Na actual metodologia, a valorização dos desvios em cada hora corresponde exactamente aos custos variáveis de regulação a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio por participação nos mercados de regulação.

Os desvios foram agregados por área de balanço, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema.

Na Figura 3-1 apresenta-se a evolução das energias de desvio ao longo de 2008, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso.

Figura 3-1 – Evolução dos desvios (2008)



Fonte. REN

O Quadro 3-6 apresenta o valor total anual das energias de desvio por excesso e por defeito, bem como a sua valorização. É de notar que a valorização dos desvios decorre, directamente, dos custos efectivamente apurados da energia de regulação mobilizada. O desvio unitário registou um valor médio anual de 47,93 €/MWh e 90,91 €/MWh, respectivamente, para desvios por excesso e por defeito.

Quadro 3-6 – Desvio total anual e valores unitários (2008)

	Unidade	Valor
Desvio por excesso	MWh	2 227 939
Valorização dos desvios por excesso	EUR	106 787 328
Desvio unitário por excesso	€/MWh	47,93
Desvio por defeito	MWh	781 073
Valorização dos desvios por defeito	EUR	71 006 636
Desvio unitário por defeito	€/MWh	90,91

Fonte. REN

3.1.3 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES

Os operadores de redes de transporte e de distribuição verificam os critérios de separação de actividades estabelecidos na Directiva 2003/54/CE, já transpostos para o ordenamento jurídico nacional.

Para além da observação dos critérios de separação de actividades estabelecidos na Directiva 2003/54/CE e na legislação nacional, o Regulamento Tarifário estabelece que todas as empresas reguladas separem contabilisticamente as respectivas actividades, como se de empresas autónomas se tratassem, de modo a ser possível a obtenção de balanços e demonstrações de resultados para cada uma delas. Essa informação é anualmente apresentada à ERSE, quer em termos de valores reais quer em termos de previsões e estimativas para os anos seguintes ou em curso, devendo os valores reais de cada uma das actividades reguladas serem auditados e acompanhados de um relatório produzido por uma empresa de auditoria independente.

Desde o início da sua actividade, a ERSE não registou nenhuma situação considerada grave de não prestação voluntária de informação ou de deficiente informação.

A situação de cada um dos operadores de rede existentes em Portugal é analisada nos pontos seguintes.

3.1.3.1 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

O operador da rede nacional de transporte de electricidade em Portugal continental (REN) é independente, do ponto de vista patrimonial, das restantes actividades do sector eléctrico.

A REN, Rede Eléctrica Nacional, é uma entidade juridicamente autónoma das empresas de produção, distribuição e comercialização de energia eléctrica. Desde 2007, está integrada no grupo REN, Redes Energéticas Nacionais; SGPS, que detém 100% do seu capital social.

No desempenho das suas atribuições, o operador da rede de transporte individualiza as seguintes actividades:

- Transporte de Energia Eléctrica.
- Gestão Global de Sistema, que inclui as funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas.

A separação das actividades e funções anteriormente referidas é realizada em termos contabilísticos e organizativos.

A lista de informação comercialmente sensível no exercício das funções anteriormente referidas é aprovada pela ERSE.

CÓDIGOS DE CONDUTA

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que os responsáveis pelas funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas devem ser independentes entre si, bem como independentes de quaisquer outros agentes, no exercício das suas competências funcionais. Este regulamento estabelece que o operador da rede de transporte deve elaborar Códigos de Conduta para os responsáveis das funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos.

Os Códigos de Conduta anteriormente referidos correspondem ao programa de conformidade previsto na alínea d) do n.º 2 do artigo 10.º da Directiva 2003/54/CE. O Regulamento de Relações Comerciais estabelece a obrigatoriedade de realização de auditorias internas, com periodicidade anual, destinadas a verificar a correcta aplicação dos princípios e regras consagradas nos Códigos de Conduta. Os resultados destas auditorias são enviados à ERSE.

IMAGEM DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A REN, enquanto empresa independente, jurídica e patrimonialmente, das restantes actividades do sector eléctrico utiliza um logótipo próprio. No que se refere à página na Internet, a REN tem uma página própria (www.ren.pt), que disponibiliza informação sobre as diferentes actividades que lhe estão atribuídas.

3.1.3.2 OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

O principal operador da rede de distribuição é a EDP Distribuição que detém o exclusivo da distribuição em média e alta tensão e distribui energia eléctrica em baixa tensão na quase totalidade do território de Portugal continental. Exercem ainda actividade na distribuição de energia eléctrica dez pequenos distribuidores em baixa tensão que, em conjunto, distribuem energia eléctrica a cerca de 30 mil clientes.

A EDP Distribuição é uma entidade juridicamente autónoma que integra o Grupo EDP sendo detida a 100% pelo Grupo EDP – Energias de Portugal, S.A. que detém, igualmente, empresas que actuam na produção e comercialização de energia eléctrica.

No caso dos pequenos distribuidores de energia eléctrica em baixa tensão, a separação de actividades é efectuada apenas em termos contabilísticos, conforme previsto na legislação. Estes distribuidores em baixa tensão exercem igualmente as funções de CUR nas respectivas áreas geográficas, devendo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que o requeiram, aplicando o regime de tarifas e preços regulados.

Relativamente à separação contabilística, aplicam-se as regras estabelecidas no Regulamento Tarifário.

CÓDIGO DE CONDUTA

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que a EDP Distribuição deve elaborar um Código de Conduta com as regras a observar no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos.

A empresa deverá recorrer a um auditor externo independente para verificação do cumprimento do Código de Conduta e da eficácia dos procedimentos e sistemas implantados com a finalidade de assegurar a independência e imparcialidade da sua actuação face aos restantes agentes.

A ERSE aprova os critérios de selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias, cujo relatório é enviado, anualmente, à ERSE.

Os pequenos distribuidores de energia eléctrica anteriormente referidos estão isentos da separação de actividades anteriormente referida e da elaboração de Códigos de Conduta.

IMAGEM DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Um aspecto que importa melhorar diz respeito à imagem do operador da rede de distribuição que aparece frequentemente associado à imagem do Grupo EDP, que como anteriormente referido detém empresas que actuam na produção e comercialização de energia eléctrica. Esta situação representa uma falta de clareza que prejudica a imagem de imparcialidade e de neutralidade que deve ser associada ao operador da rede de distribuição.

No que se refere à página na Internet, a EDP Distribuição passou a dispor em 2008 de uma página própria (www.edpdistribuicao.pt).

SERVIÇOS PARTILHADOS

No que respeita ao relacionamento comercial e financeiro da EDP Distribuição com outras empresas pertencentes ao grupo EDP, ele existe e processa-se relativamente a uma multiplicidade de transacções.

A EDP Distribuição tem apresentado, desde 2003, um relatório elaborado por uma empresa independente de auditores a certificar a conformidade das referidas transacções com empresas do grupo EDP de acordo com a legislação nacional sobre preços de transferência.

3.1.3.3 REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

A EDA e a EEM são as empresas responsáveis pela aquisição, distribuição e comercialização de último recurso de energia eléctrica, respectivamente na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

As Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira obtiveram a derrogação aos termos previstos na Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Julho, através das Decisões da Comissão n.º 2004/920/CE, de 20 de Dezembro, e n.º 2006/375/CE, de 23 de Maio. Considerando os termos dos diplomas e das decisões mencionadas, as actividades acima referidas apenas estão sujeitas à separação contabilística, observando as regras estabelecidas no Regulamento Tarifário.

IMAGEM DOS OPERADORES DE REDES

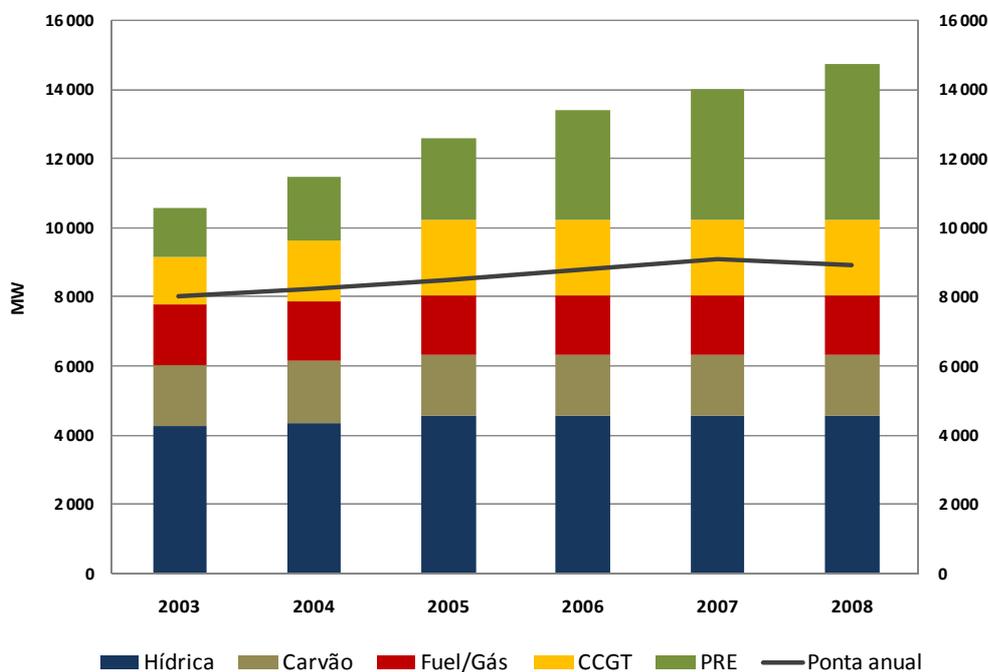
No que se refere à página na Internet, a EDA e a EEM têm páginas próprias, respectivamente, www.eda.pt e www.eem.pt.

3.2 CONCORRÊNCIA

3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

A Figura 3-2 apresenta a evolução da capacidade instalada em Portugal ao longo dos últimos 6 anos, incluindo a produção em regime especial (PRE).

**Figura 3-2 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal
Por tipo de produção e capacidade instalada**



Fonte: REN

Em termos de composição, o parque electroprodutor português sofreu duas alterações substantivas ao longo dos últimos 6 anos:

- Verificou-se um forte crescimento da capacidade instalada da PRE.
- No segmento de produção em regime ordinário (térmicas e grande hídrica), verificou-se também uma alteração de composição, com o aumento da fileira do gás natural (CCGT).

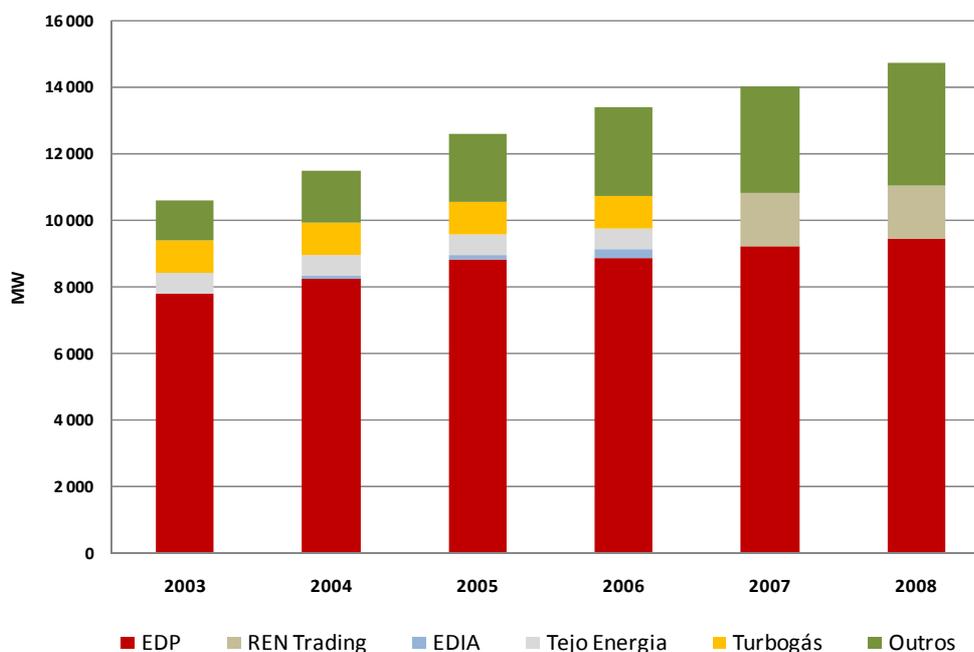
A informação detalhada sobre a capacidade instalada encontra-se no capítulo 5.

A evolução da ponta anual põe em evidência a existência de uma margem significativa entre a ponta máxima anual e a capacidade instalada no parque electroprodutor. No entanto, parte significativa da capacidade instalada, depende das tecnologias hídrica e eólica, que, pela sua natureza, têm associado um grau de incerteza elevado.

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

Do mesmo modo que se efectua uma caracterização da capacidade instalada para produção de energia eléctrica por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, conforme apresentada na Figura 3-3.

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

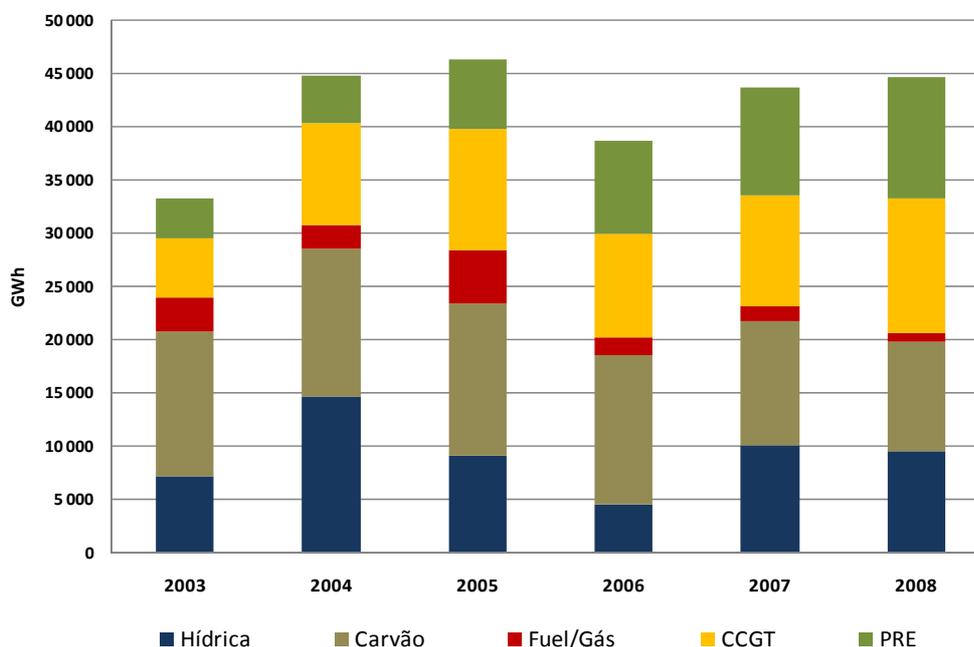


Fonte: REN

Embora significativa, 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 minoritária. Nos seis anos entre 2003 e 2008, a quota da EDP na capacidade instalada total reduziu-se em cerca de 9%.

A repartição da produção de energia eléctrica pelas diferentes tecnologias e regime especial ao longo dos últimos seis anos é apresentada na Figura 3-4. A análise desta figura permite, desde logo, concluir sobre o crescimento da produção em regime especial e a tendência de crescimento das CCGT. Por outro lado, é visível a volatilidade da produção hídrica, que reflecte as condições hidrológicas de cada ano.

**Figura 3-4 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal
Por tipo de produção e energia produzida**

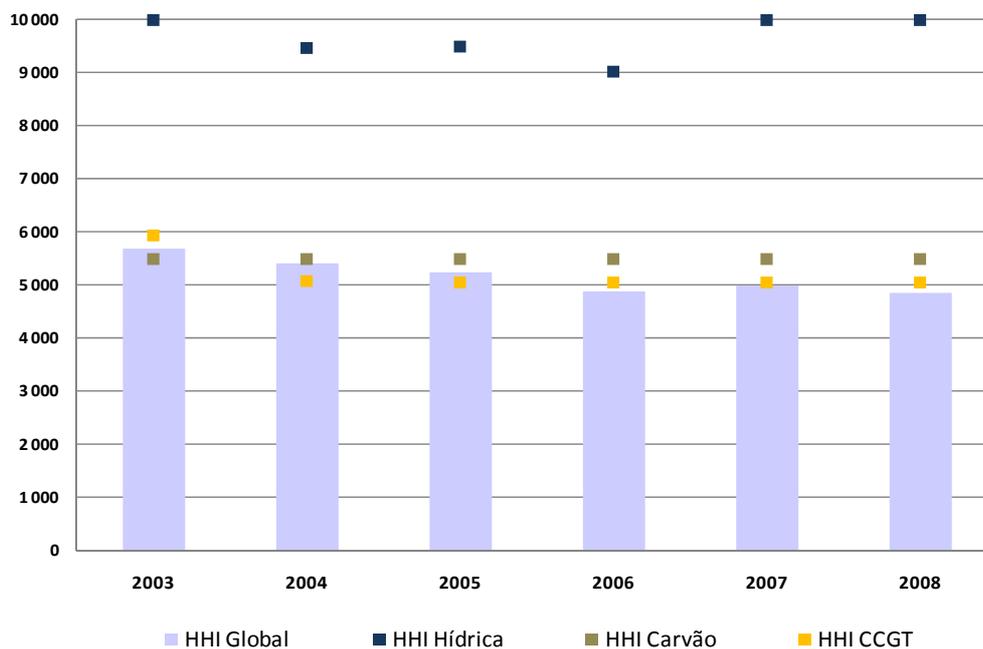


Fonte: REN

A PRE cresceu de forma significativa entre 2003 e 2008, representando em 2008 cerca de 25% da energia produzida, quando em 2003 representava apenas 11%. Registe-se que, a produção eólica apresentou um crescimento muito significativo, representando em 2008 cerca de metade da produção em regime especial, valor que é aproximadamente quatro vezes superior ao que ocorreu em 2003.

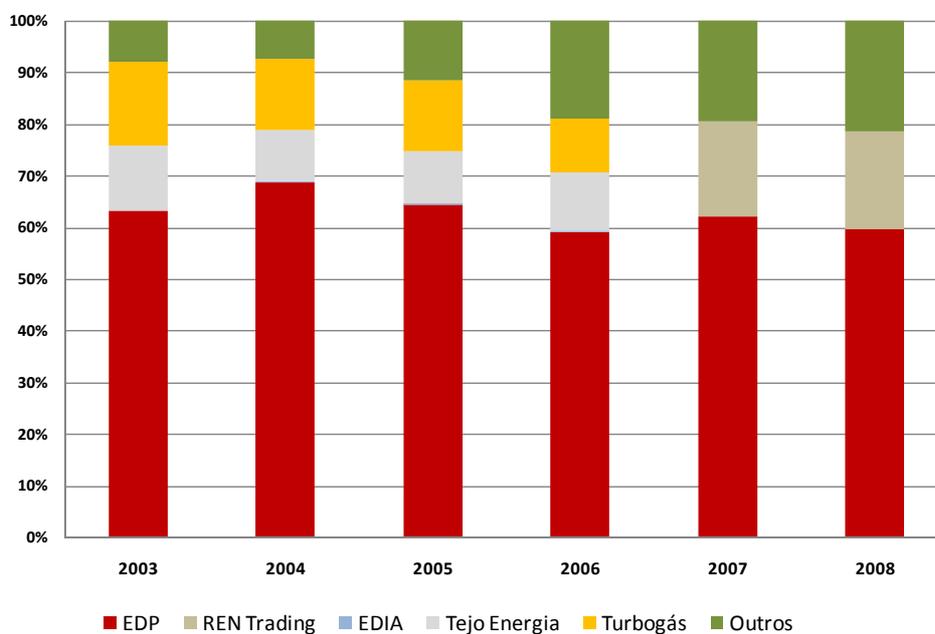
Conjugando todos os factores, o nível de concentração do segmento de produção de energia eléctrica em Portugal é elevado em termos de capacidade instalada, como o demonstra a Figura 3-5, que apresenta os valores do índice de Hirschman-Herfindall (HHI), que mede a concentração empresarial. Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram uma evolução entre 2003 e 2008 no sentido de um ligeiro decréscimo da concentração global da oferta de capacidade no sistema português, particularmente por via do referido aumento da capacidade da PRE. Torna-se evidente que o segmento das hídricas é mais concentrado do que o carvão e as CCGT (a produção em fuel apresenta valores semelhantes à hídrica, já que é exclusivamente detida pelo grupo EDP).

Figura 3-5 - Concentração na produção relativa à capacidade instalada



A evolução das quotas de produção de energia eléctrica por agente é apresentada na Figura 3-6.

Figura 3-6 - Quotas de energia produzida por agente



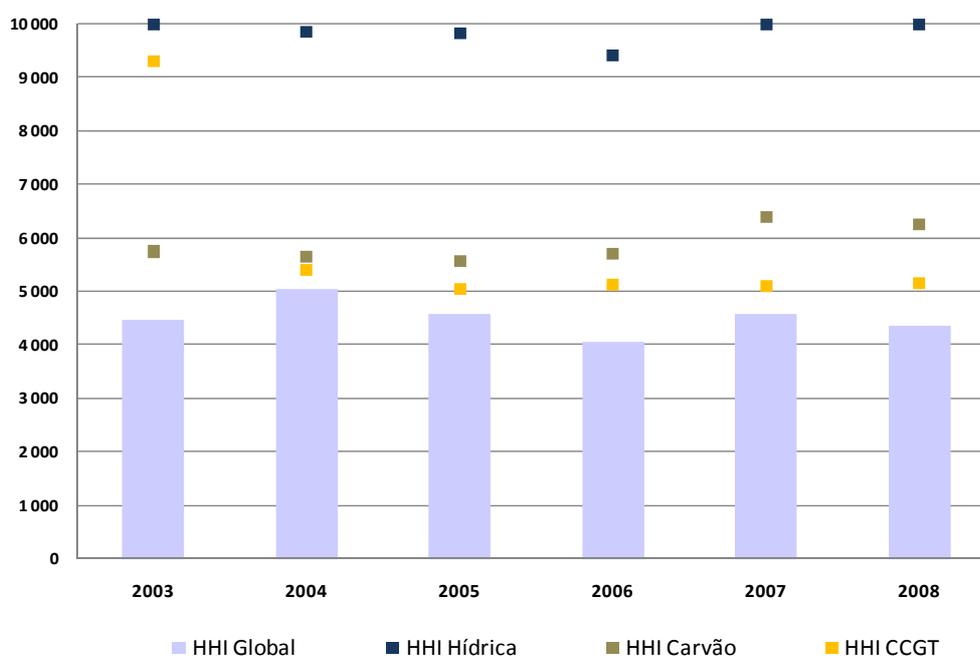
Fonte: REN, elaboração ERSE – não inclui os valores de energia de importação

Em termos de energia produzida, a evolução entre 2003 e 2008 aponta no sentido de uma redução da quota de produção por parte do incumbente EDP. Esta redução deve-se, designadamente, ao aumento

do peso relativo da produção em regime especial no valor global de produção – segmento onde a EDP não é dominante. Nas restantes tecnologias, embora se tenha verificado algum aumento da quota relativa do grupo EDP, este, no conjunto, não é suficiente para compensar a perda de quota global ditada pela evolução do peso relativo da produção em regime especial.

Os indicadores de concentração para a produção de energia eléctrica, apresentados na Figura 3-7, demonstram que, globalmente, a produção foi em 2008 menos concentrada comparativamente a 2007 ou ao início do período analisado (2003), embora se tenha situado acima do valor mais reduzido dos seis anos mencionados (2006). Para a tendência de ligeira redução da concentração empresarial concorreu a diminuição da concentração no segmento de CCGT (em favor do incumbente, que ganha quota) e, de modo mais evidente, a produção em regime especial, que aumenta de importância no contexto da produção global e vê o incumbente (EDP) reduzir a sua quota específica neste tipo de regime.

Figura 3-7 – Concentração da produção de energia eléctrica



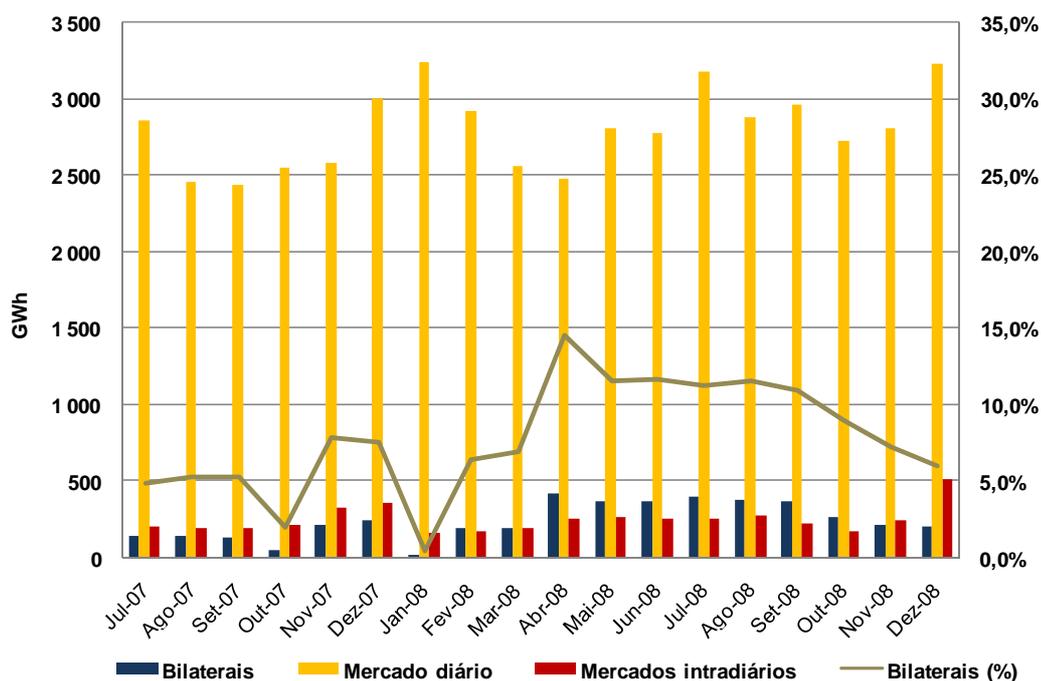
Nesta análise de concentração, quer em termos de capacidade instalada, quer em termos de produção efectiva, não foram considerados os efeitos dos leilões de libertação de capacidade efectuados a partir de 2007, que permitiram, numa primeira fase, libertar capacidade de uma central gerida pela REN Trading e, numa segunda fase, libertar capacidade adicional do próprio incumbente. De forma geral, ao considerar-se o efeito destes leilões na concentração empresarial teremos valores de concentração mais reduzidos.

Paralelamente, importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a PRE não controlada pela EDP é, para efeitos de cálculo dos indicadores de concentração, integralmente afecta a uma única entidade (uma única quota de mercado). Deste modo, por um lado, não se consegue observar a real evolução da concentração empresarial na produção em regime especial, e, por outro lado, os valores de concentração global serão majorantes dos que realmente existem na actual estrutura do mercado.

A negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários) é, no caso português, muito superior à realizada em contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-8. Convirá, contudo, reter que as aquisições de produtos a prazo listados no mercado a prazo do MIBEL têm liquidação física através do mercado diário, sendo inviável que os mesmos sejam nomeados para contratos bilaterais por dois factores:

- a) Os produtos têm como área de entrega a zona espanhola do MIBEL e;
- b) Não existe capacidade de interligação comercialmente disponível para tomada firme pelos agentes, à excepção da que está atribuída ao mercado diário.

Figura 3-8 – Repartição de volumes de energia entre mercados



Fonte: REN/OMEL

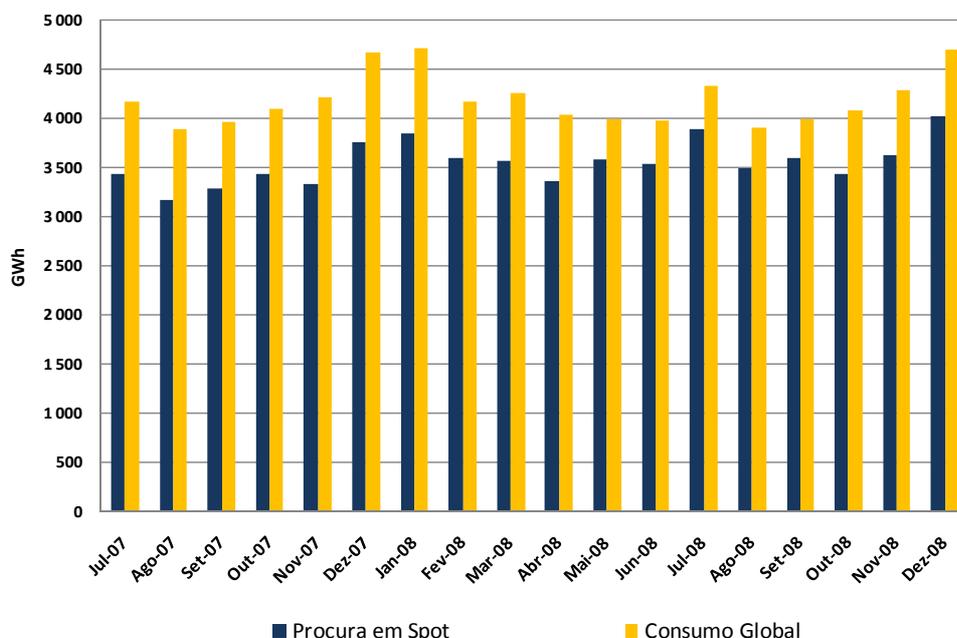
No caso português, 2008 foi o primeiro ano civil completo em que os agentes de mercado participaram no mercado organizado, quer no que respeita a contratação a prazo, quer no que respeita a contratação à vista (*spot*). Esta dinâmica insere-se no aprofundamento do MIBEL.

No que diz respeito à estrutura de contratação em mercado à vista, 2008 caracteriza-se pelo seguinte:

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

A evolução, quer da procura dirigida ao mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental, é apresentada na Figura 3-9, onde se observa que a maioria do consumo é satisfeita por recurso a aquisições naquele mercado.

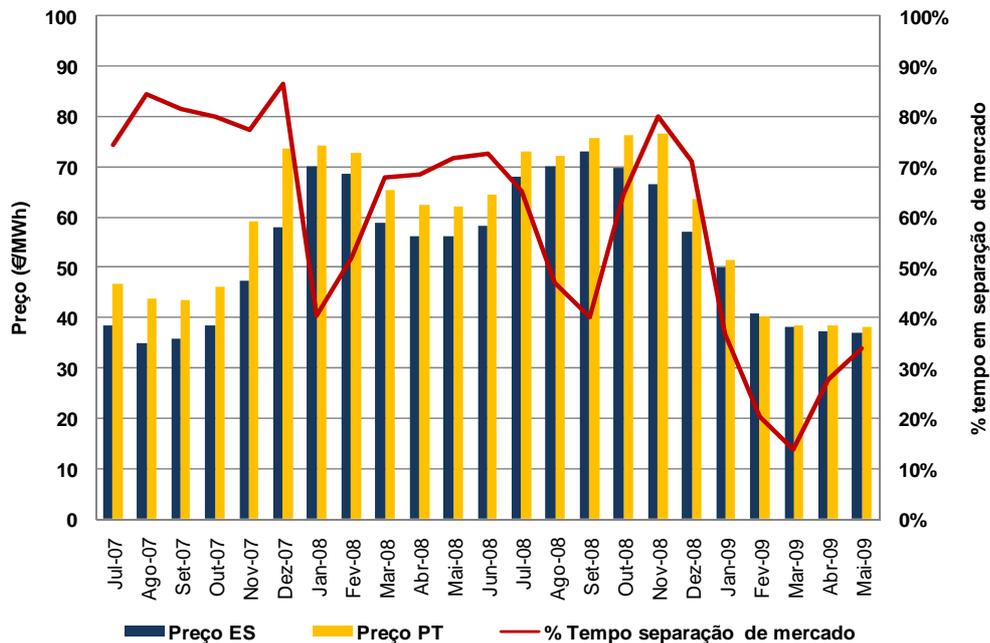
Figura 3-9 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal



Fonte: REN/OMEL

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. A Figura 3-10 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e da percentagem do tempo em separação de mercados, sendo possível observar uma redução dos *spreads* entre os dois países desde o início do MIBEL, bem como uma redução do tempo em separação de mercado.

Figura 3-10 – Preço em mercado spot e tempo de separação de mercado

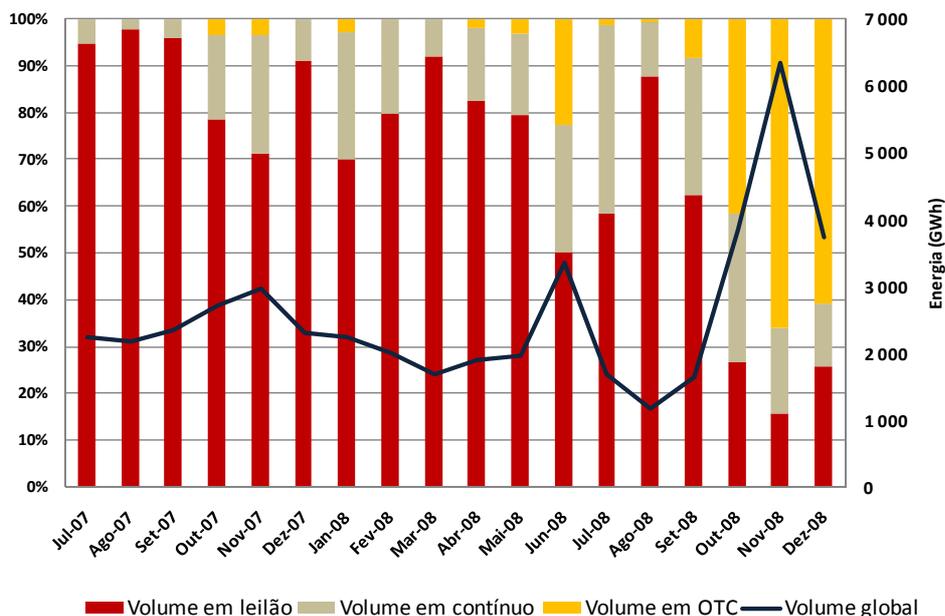


Fonte: OMEL

A Figura 3-11 apresenta a evolução dos volumes registados no mercado organizado a prazo do MIBEL, sendo observável que se regista uma tendência para aumento significativo do registo de operações em OTC no final de 2008.

O volume global do mercado a prazo para Portugal e Espanha corresponde a cerca de 60% da dimensão do consumo em Portugal continental, facto que traduz uma ainda reduzida liquidez deste segmento de contratação.

Figura 3-11 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL



Fonte: OMIP

Registe-se que em Portugal o CUR deve adquirir 10% das suas necessidades em leilões obrigatórios, no âmbito do mercado a prazo.

3.2.2 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 3-7 caracteriza-se a procura de energia eléctrica em Portugal continental, apresentando-se, para o efeito, os consumos e o número de clientes por tipo de fornecimento. Os valores constantes deste quadro são os previstos para 2008, isto é, os valores subjacentes à determinação das tarifas para 2008.

Quadro 3-7 – Caracterização da procura por tipo de fornecimento

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	Número de clientes
MAT	1.600	23
AT	5.908	205
MT	15.186	22.756
BT	25.493	6.088.786
BTE	3.652	32.485
BTN (c/ IP)	21.841	6.056.301
Total	48.187	6.111.770

ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE ENERGIA ELÉCTRICA

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo CUR aos seus clientes resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização do CUR. Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas referidas.

Esta forma de determinação das tarifas aplicáveis pelo CUR permite assegurar a inexistência de subsidiasões cruzadas entre:

- Actividades de monopólio (actividades de rede) e actividades de mercado (comercialização e venda de energia eléctrica).
- Clientes do comercializador de último recurso com características de consumo diferentes.
- Clientes do comercializador de último recurso e clientes que participam no mercado.
- Comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado.

Por outro lado, e na medida em que as tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e nos custos totais em termos de nível, esta realidade para além de evitar subsidiasões cruzadas induz igualmente uma afectação eficiente de recursos.

ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO EM 2008

Nas figuras seguintes apresentam-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura, por actividade regulada, do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR.

Figura 3-12 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008

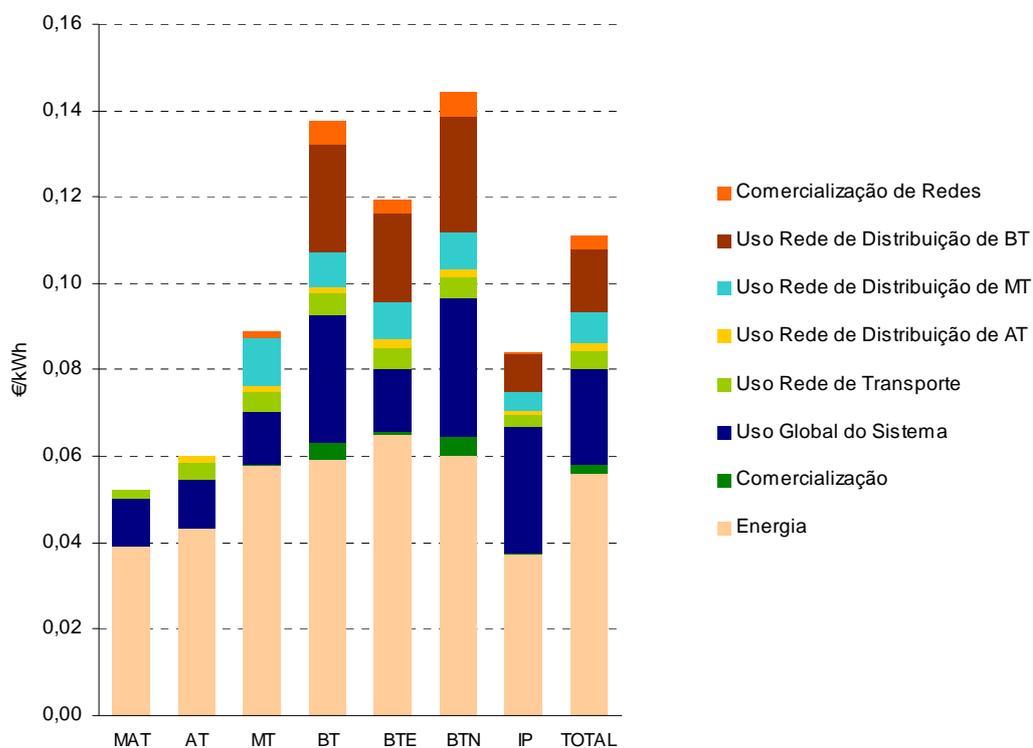
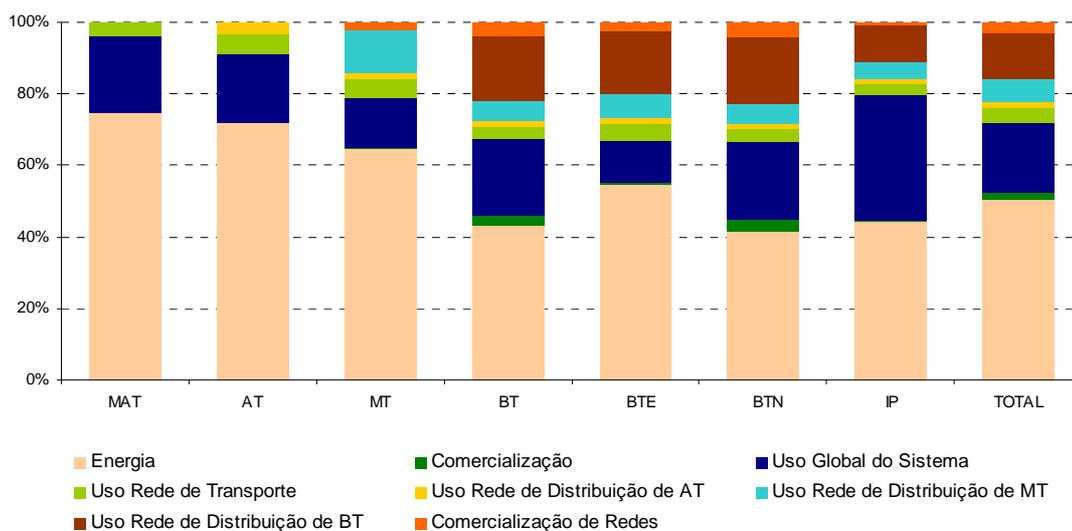


Figura 3-13 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008



EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 1998 E 2008

No quadro seguinte apresenta-se a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998. Os valores apresentados incluem a aplicação dos ajustamentos trimestrais em MAT, AT e MT que vigoraram entre 2002 e 2005.

Quadro 3-8 – Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão

Tarifas		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Variação 2008/1998
MAT	real	100	87	85	82	73	70	71	78	78	82	83	-17%
	nominal	100	90	90	90	83	83	86	97	100	108	112	12%
AT	real	100	87	84	81	75	73	74	80	81	85	86	-14%
	nominal	100	90	89	90	86	86	89	100	104	112	116	16%
MT	real	100	87	84	82	78	76	77	81	85	86	86	-14%
	nominal	100	90	89	90	89	89	93	101	109	114	117	17%
BTE	real	100	93	90	87	86	86	85	86	95	97	97	-3%
	nominal	100	95	95	96	98	100	103	105	119	125	128	28%
BTN	real	100	93	90	87	87	86	86	86	85	88	88	-12%
	nominal	100	95	95	96	99	101	103	106	107	113	116	16%

No âmbito do acordo assinado em 18 de Janeiro de 2008, entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição do MIBEL, ficou estabelecido o fim das tarifas de venda a cliente finais com o seguinte calendário:

- A partir de 1 de Janeiro de 2010, apenas os clientes em baixa tensão terão disponível uma tarifa regulada de último recurso.
- A partir de 1 de Janeiro de 2011, apenas os clientes em baixa tensão com potência contratada inferior a 50 kVA terão disponível uma tarifa regulada de último recurso.

Este acordo foi aprovado através da Resolução da Assembleia da República n.º 17/2009, de 16 de Janeiro.

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

A ERSE tem a função de monitorizar o mercado de energia eléctrica a retalho, assim como informar os consumidores e os restantes agentes do mercado, procurando fomentar a transparência do mercado como factor crítico para a sua 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, complementado pelos relatórios produzidos pelos organismos oficiais (INE ou EUROSTAT, por exemplo), reveste-se de grande importância para os intervenientes no sector eléctrico.

Os comercializadores de energia eléctrica devem enviar à ERSE anualmente os preços de referência e publicá-los junto dos consumidores, bem como enviar trimestralmente os preços médios efectivamente praticados.

Neste contexto, durante 2007 e 2008, a ERSE desenvolveu um trabalho conjunto com os vários comercializadores, através do qual foram encetados vários contactos e recolhidas as respectivas opiniões, no sentido de se implementar uma metodologia de comunicação de preços indutora de maior transparência no mercado.

Na sequência destes trabalhos preparatórios, a ERSE aprovou, já em 2009, o respectivo Despacho “Monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de energia eléctrica”, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores prevêem praticar no mercado, quer dos preços médios efectivamente praticados.

SIMULADORES

De forma a fomentar a actualização e disponibilização de informação aos consumidores de electricidade sobre preços de referência praticados no mercado liberalizado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE disponibiliza na sua página da Internet simuladores que assegurem informação objectiva aos consumidores de electricidade para fazerem as suas opções, nomeadamente a escolha da melhor oferta no mercado, de forma informada:

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

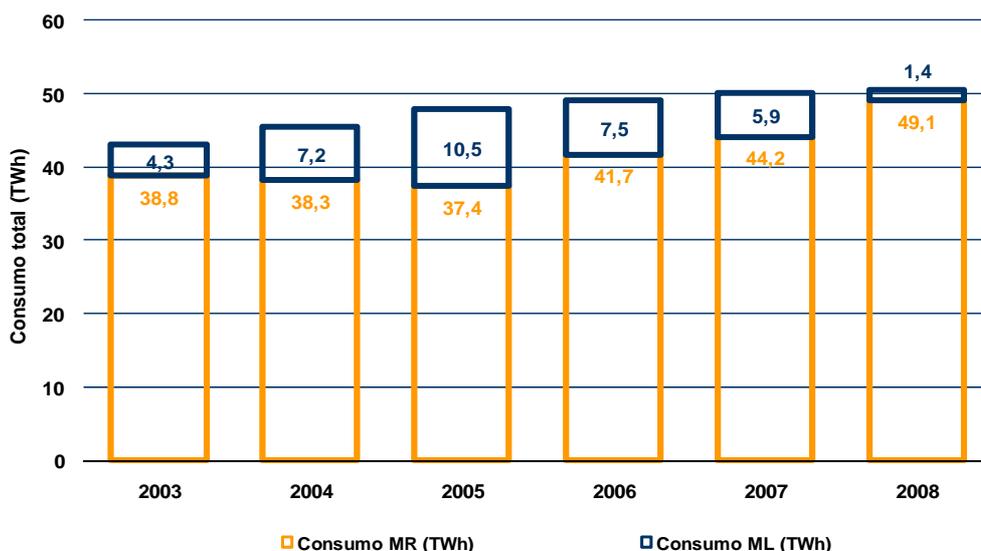
EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (MERCADO RETALHISTA)

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

A abertura do mercado português de energia eléctrica foi faseada, ficando concluída em 2006 com a abertura a todos os clientes.

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

Figura 3-14 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado

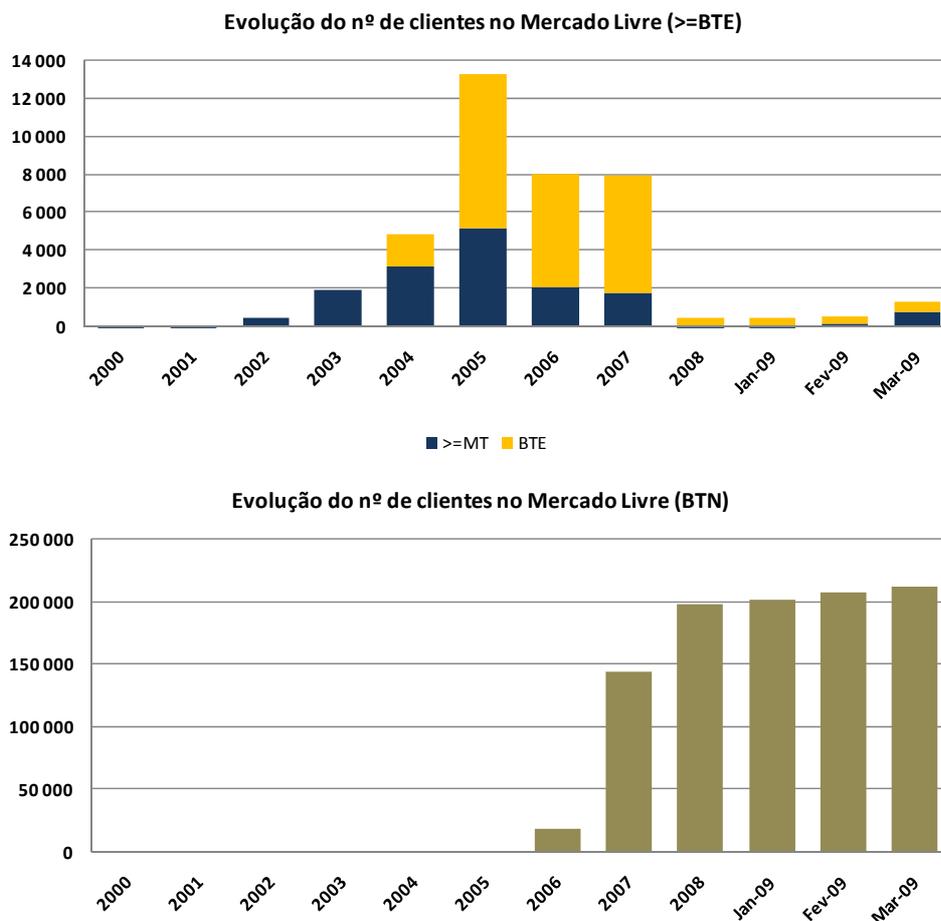


Fonte: REN

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

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

Figura 3-15 – Evolução do Mercado Liberalizado em Portugal Continental (nº de clientes do ML)



O aumento da dimensão do ML, em termos de número total de clientes, deve-se exclusivamente à entrada de clientes residenciais, para os quais a liberalização teve início em Setembro de 2006. Para os restantes níveis de tensão é visível a saída dos clientes do ML para o MR, desde o ano de 2006 até 2008. No primeiro trimestre de 2009 verifica-se um retomar progressivo e acentuado do ML.

Convirá, ainda, considerar que, em termos de estrutura de mercado, a comercialização regulada de energia eléctrica em Portugal é assegurada, desde o início de 2007, por uma entidade, EDP – Serviço Universal, S.A., com independência jurídica do operador de rede de distribuição, sendo esta actividade considerada separadamente e sujeita a obrigações de segregação de informação.

3.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A CONCORRÊNCIA

3.2.3.1 DEFINIÇÃO DO CONCEITO DE FACTO RELEVANTE

Na sequência do que havia estabelecido o Regulamento de Relações Comerciais, o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas⁵ veio detalhar a existência do conceito de facto relevante. Este conceito está baseado na noção de que alguns acontecimentos podem influenciar a formação do preço em mercado, designadamente em mercado *spot*, onde parte substancial da contratação para Portugal tem vindo a ocorrer. Neste sentido, qualquer agente de mercado – produtor, comprador ou mesmo operadores de rede – deve comunicar ao Acerto de Contas quaisquer factos susceptíveis de influenciar a formação dos preços em mercado, devendo esta entidade difundir pelo mercado esta informação.

O propósito fundamental da existência de uma metodologia de comunicação de factos susceptíveis de influenciar o preço em mercado é o de reduzir as assimetrias no acesso à informação entre os diversos agentes e, com isso, reforçar as condições de transparência deste, quer para efeitos de contratação pelos diversos agentes, quer para efeitos de supervisão do mercado.

De entre os factos que se consideram susceptíveis de influenciar a formação do preço, que, de resto, se encontram tipificados no enquadramento regulamentar, constam os seguintes:

- Indisponibilidades não programadas de centros electroprodutores em regime ordinário.
- Alterações de última hora aos programas de manutenção programada de centros electroprodutores em regime ordinário.
- Problemas associados ao fornecimento ou acesso a energia primária, no caso de centrais térmicas, ou restrições à utilização de potenciais hídricos, no caso de centrais hidroeléctricas.
- Alterações aos programas de aquisição de comercializadores, quando ocorram em magnitudes significativas.
- Alterações aos valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais.
- Indisponibilidades de linhas de transporte e distribuição que afectem uma parte substancial do consumo.

A metodologia de comunicação de factos relevantes encontra-se integralmente implementada, sendo a comunicação dos mesmos acessíveis através do *website*⁶ do Operador da Rede de Transporte (REN) enquanto entidade encarregue de operacionalizar a gestão de sistema e o acerto de contas.

⁵ Função desempenhada pelo gestor de sistema e destinada a, de forma simplificada, assegurar as actividades de gestão dos desvios e das liquidações face aos programas de contratação comunicados.

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

3.2.3.2 LEILÕES DE CAPACIDADE VIRTUAL DE PRODUÇÃO (VPP)

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

O formato dos leilões é definido com base em regras que são previamente aprovadas pelo Governo, que estabelecem, igualmente, as quantidades de capacidade de produção de energia eléctrica a serem colocadas a negociação para aquisição da opção de produção de energia eléctrica pelo comprador.

A negociação nos leilões VPP decorre de acordo com as regras aprovadas, tendo sido seguida uma modalidade de preço uniforme (preço marginal) que se aplica a todos os participantes cujas ofertas são seleccionadas.

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

No ano de 2008, em que se colocou capacidade da REN Trading e da EDP Produção, ficou definido que a cedência de capacidade subjacente a cada um dos leilões VPP a realizar se faria para períodos trimestrais e mensais. No que respeita aos leilões realizados em 2008, o primeiro (VPP3) realizou-se a 16 de Janeiro de 2008 e respeitou ao segundo, terceiro e quarto trimestre do ano (produtos trimestrais) e ao mês de Fevereiro e Março do ano (produtos mensais), tendo o segundo (VPP4) ocorrido a 7 de Março sendo também referente ao segundo e terceiro trimestre de 2008, com carácter incremental. Ambos os leilões respeitaram a colocação de potência em carga base.

O Quadro 3-9 apresenta as condições resumidas do terceiro leilão de libertação de capacidade realizado em Portugal (VPP3, primeiro leilão de 2008).

Quadro 3-9 – Resumo do VPP3

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

Fonte: REN/OMIP

No Quadro 3-10 apresenta-se o resumo do quarto leilão de libertação de capacidade (VPP4, segundo leilão de 2008). Em ambos os leilões foi colocada toda a capacidade disponível para licitação.

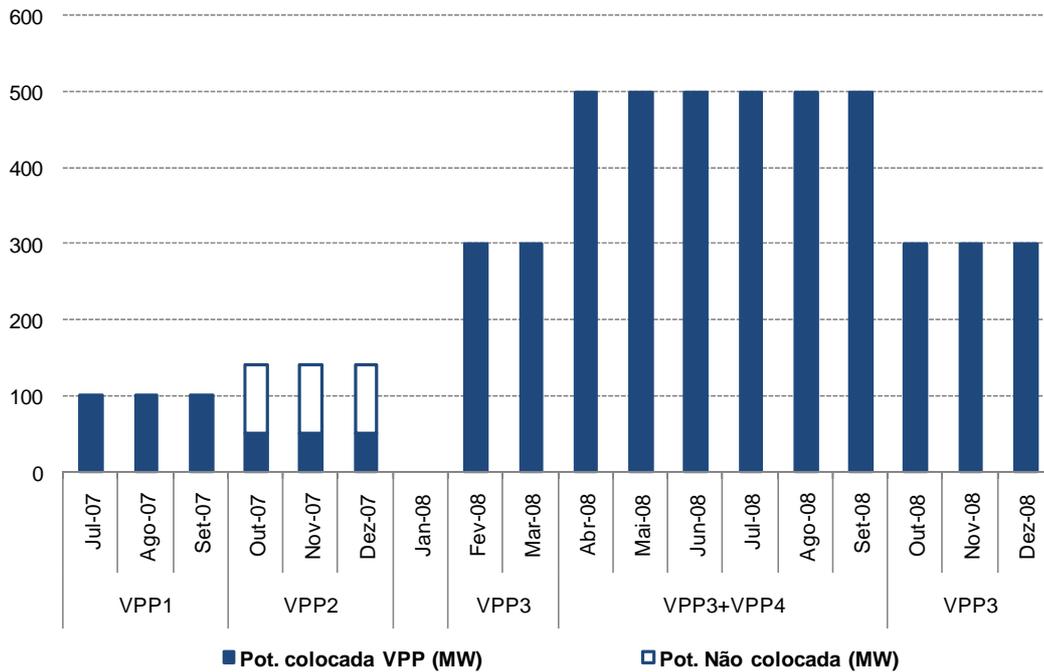
Quadro 3-10 – Resumo do VPP4

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

Fonte: REN/OMIP

Os resultados da realização de leilões de libertação de capacidade são observáveis, desde logo, na comparação entre os valores de capacidade disponibilizada para licitação e os valores de capacidade efectivamente adquirida pelos agentes. A colocação de capacidade reflecte o equilíbrio das expectativas dos agentes quanto a preços de energia em mercado e no leilão. Assim, o VPP2, em finais de 2007, apenas se colocaram 50 MW dos 140 MW postos a leilão, tendo os restantes leilões assegurado a colocação de toda a potência disponibilizada.

Figura 3-16 – Colocação de capacidade nos leilões VPP



Fonte: REN/OMIP

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

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

A avaliação dos leilões de libertação de capacidade, nomeadamente os ocorridos em 2008, permite evidenciar que, havendo dois grandes objectivos com a concretização destes mecanismos- desconcentrar o mercado grossista e promover o acesso a energia aos novos entrantes no segmento da comercialização-, a verificada arbitragem entre os leilões e o mercado organizado permitiu uma efectiva redução da concentração do mercado grossista. O propósito de permitir o acesso a energia para abastecimento de carteiras de comercializadores entrantes, estando possibilitado pelas regras dos leilões, não foi uma opção seguida pela generalidade dos agentes participantes nos VPP.

3.2.3.3 OPERAÇÕES DE CONCENTRAÇÃO E ARTICULAÇÃO COM A AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA

No âmbito das respectivas obrigações legais, a Autoridade da Concorrência deve ser notificada das operações empresariais que se enquadram ou podem enquadrar no conceito de operação de concentração, também no que respeita ao sector eléctrico. Nestes casos, o parecer da entidade reguladora da concorrência deve ser elaborado tendo presente as obrigações legais de cooperação e coordenação com a entidade reguladora sectorial, pelo que a ERSE é chamada a pronunciar-se formalmente nas situações de notificação que envolvam entidades do sector energético.

Durante o ano de 2008, a Autoridade da Concorrência emitiu duas decisões sobre operações notificadas por entidades ligadas ao sector eléctrico, tendo a ERSE sido solicitada para a emissão dos respectivos pareceres. As decisões mencionadas anteriormente encontram-se disponíveis na página da Internet⁷ da Autoridade da Concorrência, referindo-se os respectivos textos aos pareceres da ERSE na generalidade das situações.

As duas operações apreciadas e decididas durante 2008 dizem respeito a operações de concentração empresarial em que o principal operador na produção (EDP) se encontra envolvido, sendo uma respeitante a uma aquisição no segmento de produção em regime especial em Portugal continental e a segunda operação à integração no portfólio de produção de uma central hídrica em regime ordinário (empreendimento de Alqueva).

No primeiro caso (aquisição de produção em regime especial), o respectivo mercado relevante ou não está de todo aberto à liberalização ou se encontra regido por uma fixação de preço determinada por enquadramento legal específico.

Já no segundo caso, a imposição de medidas de minimização dos impactes negativos sobre a concorrência da operação de concentração levou a que a Autoridade da Concorrência viesse a determinar a cedência de uma outra central hídrica de posse da EDP a um terceiro operador, mediante a realização de um concurso, facto que implicou que, a partir de Abril de 2009, o conjunto constituído pela central da Aguieira e pela central da Raiva passasse a ser gerido, por um período de 5 anos, pela Iberdrola (vencedora do concurso efectuado).

⁷ <http://www.concorrenca.pt>

4 REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL

4.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

4.1.1 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INFRA-ESTRUTURAS

CAPACIDADES DISPONÍVEIS E REGRAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS

A atribuição de capacidade nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural decorre dos processos prévios de programação e nomeação nas referidas infra-estruturas.

As programações correspondem a processos de informação periódicos nos quais os agentes de mercado comunicam aos operadores das infra-estruturas do SNGN as capacidades que pretendem utilizar num determinado período temporal. O quadro regulamentar em vigor prevê programações anuais, mensais e semanais, as quais incidem sobre a rede de transporte, as redes de distribuição, o terminal de GNL e as infra-estruturas de armazenamento subterrâneo.

As nomeações correspondem a processos de comunicação nos quais as previsões de utilização de capacidade nas infra-estruturas do SNGN se referem ao dia seguinte, devendo consequentemente reflectir uma previsão mais apurada do consumo. As capacidades programadas e nomeadas pelos agentes de mercado devem ser justificadas pelos consumos previsíveis das carteiras.

Aos processos de programação e nomeação estão associados mecanismos de verificação tendo em vista a constatação da exequibilidade conjunta das programações efectuadas pelos agentes de mercado. Os operadores das infra-estruturas sob coordenação do operador da rede de transporte, na actividade de gestão técnica global do sistema nacional de gás natural, atribuem as capacidades programadas e nomeadas caso os mecanismos de verificação determinem a viabilidade conjunta das programações e nomeações. Caso contrário, deverá ser desencadeado o mecanismo de resolução de congestionamentos adiante descrito.

Os agentes de mercado devem participar nos processos de programação de uma forma sequencial até à nomeação, na medida em que as capacidades atribuídas num processo de programação terão de ser confirmadas nos processos subsequentes caso o agente de mercado pretenda efectivamente usar essa capacidade. As capacidades previamente atribuídas que não sejam confirmadas em processos de programação subsequentes e nomeação são colocadas novamente à disposição dos agentes de mercado (*use it or loose it*).

O quadro regulamentar em vigor salvaguarda a atribuição de capacidade nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural associada aos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo, em regime de *take-or-pay*, celebrados em data anterior à publicação da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho, destinados ao aprovisionamento dos consumos em território nacional. Esta disposição não isenta os agentes de mercado titulares dos referidos contratos da participação nos processos de programação e nomeação.

O mecanismo de resolução de congestionamentos é accionado sempre que as programações ou nomeações conjuntas dos agentes de mercado não sejam viáveis. Nessas circunstâncias serão identificados os pontos das infra-estruturas do SNGN onde se perspectivam os congestionamentos, sendo a atribuição de capacidade decorrente da realização de leilões de capacidade.

O mecanismo de resolução de congestionamentos aplica-se a pontos específicos das infra-estruturas e salvaguarda dois princípios fundamentais:

- A atribuição de capacidade é efectivada mediante recurso a mecanismos de mercado.
- Os encargos decorrentes das atribuições de capacidade apenas se tornam efectivos se os congestionamentos previstos se vierem a confirmar.

O mecanismo adoptado para a atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo de gás natural prevê a realização de programações, abertas a todos os agentes de mercado com contratos de uso do armazenamento subterrâneo de gás natural, nas quais se atribui para horizontes temporais específicos as capacidades disponíveis para fins comerciais. No caso da procura de capacidade ultrapassar a oferta disponibilizada pelos operadores das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural, a atribuição far-se-á com recurso a leilões de capacidade.

4.1.2 REGULAÇÃO DOS OPERADORES DA REDE PÚBLICA DE GÁS NATURAL

4.1.2.1 TARIFAS ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

O ano de 2007 marca o início do estabelecimento de tarifas por actividade regulada pela ERSE no sector do gás natural. De acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no primeiro ano gás 2007-2008 a regulação da ERSE abrange o estabelecimento das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

No segundo ano gás, 2008-2009, a ERSE alargou a regulação às actividades Compra e Venda de Gás Natural, de Distribuição de Gás Natural e Comercialização de Gás Natural, fixando a tarifa de Energia, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, de Comercialização e a tarifa resultante de Venda a Clientes Finais.

O cálculo das tarifas obedece à metodologia de cálculo previamente estabelecida no Regulamento Tarifário. As tarifas de gás natural são fixadas uma vez por ano e ajustadas trimestralmente. O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente.

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

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

Estas tarifas de acesso às infra-estruturas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente podem ser pagas directamente pelos clientes que sejam agentes de mercado (clientes que comprem a energia directamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação).

A existência de comercializadores de último recurso é acompanhada pela existência de tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos seus clientes, calculadas adicionando-se às tarifas de Acesso às Redes as tarifas de Comercialização e de Energia. Estas duas últimas reflectindo por um lado, os custos de comercialização do comercializador de último recurso e por outro, os custos de aprovisionamento de gás natural, para abastecimento dos seus clientes.

TARIFAS E ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

No sector do gás natural são previstas diversas actividades reguladas sendo estabelecidos, pela ERSE, os proveitos permitidos em cada actividade e a correspondente tarifa aplicável em base anual.

Para cada uma das actividades reguladas são aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Uso do Armazenamento Subterrâneo, Uso da Rede de Distribuição em média pressão, Uso da Rede de Distribuição em baixa pressão, Energia e Comercialização.

Os preços das tarifas em cada actividade 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 actividade sejam recuperados.

TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Os clientes que pretendam utilizar as infra-estruturas de gás natural, nomeadamente as redes, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo, devem pagar as respectivas 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 facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por actividade.

Os clientes que escolheram o seu comercializador no mercado pagam as tarifas de acesso às redes e negociam livremente com o seu comercializador a aquisição de gás natural.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo comercializador de último recurso aos seus clientes são calculadas, a partir das tarifas por actividade incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas de Energia e de Comercialização.

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, apenas são pagas pelos utilizadores destas infra-estruturas.

FORMAS DE REGULAÇÃO

As formas de regulação económica das diversas actividades, associadas às infra-estruturas do sector do gás natural encontram-se estabelecidas no Regulamento Tarifário.

A regulação económica exercida pela ERSE e, conseqüentemente, os procedimentos utilizados na determinação dos parâmetros de regulação diferem consoante as actividades.

De um modo genérico, em todas as actividades reguladas é aplicada uma regulação por custos aceites. Porém, no caso da actividade de Distribuição de gás natural das quatro principais empresas, os custos aceites têm por base os custos operacionais, nominais, por cliente, verificados no período que antecedeu o início da regulação desta actividade.

Acresce ainda que nas actividades de gestão de infra-estruturas, com excepção do Armazenamento Subterrâneo, o custo com capital, isto é, os custos resultantes da remuneração dos activos considerados para efeitos regulatórios, assim como a amortização desses activos, são "alisados" para o período de concessão.

O alisamento dos custos com capital resulta do produto, para cada ano da concessão, do custo de capital unitário constante pelas quantidades de gás natural a processar no âmbito da actividade. Num sector em crescimento, com o alisamento dos custos com capital procura-se partilhar entre os

consumidores actuais e os consumidores futuros os custos decorrentes das infra-estruturas (amortização e remuneração do activo), cujas capacidades ainda não estão plenamente utilizadas.

Na regulação por custos, o principal parâmetro de regulação é a taxa do custo de capital, entendido como taxa de remuneração da base de activos aceite para regulação. Este parâmetro é calculado no início de cada período de regulação. O método de cálculo utilizado tem sido baseado na metodologia do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Às actividades de gestão das infra-estruturas, com excepção da distribuição de gás natural foi aplicada uma taxa de 8%, nominal antes de impostos. À actividade de Distribuição de gás natural é aplicada uma taxa de 9%, nominal antes de impostos.

O período de regulação estabelecido para as actividades reguladas do gás natural é de três anos, estando a decorrer o primeiro período, iniciado em 1 de Julho de 2007 e que terminará em 30 de Junho de 2010. No caso das actividades associadas aos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso de gás natural, a regulação só se iniciou em Julho de 2008 pelo que este primeiro período de regulação só terá dois anos.

4.1.2.2 QUALIDADE DE SERVIÇO

A aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço do sector do gás natural, da responsabilidade da ERSE, iniciou-se em Julho de 2007. A informação presente neste relatório refere-se ao ano gás 2007-2008.

O Regulamento da Qualidade de Serviço do sector do gás natural prevê a monitorização da qualidade de serviço do sector do gás natural prestada pelos vários operadores das infra-estruturas, abrangendo três áreas: continuidade de serviço, características do gás natural e pressão de fornecimento a clientes.

Terminal de GNL

A caracterização da continuidade de serviço prestado pelo Terminal de GNL é apresentada no Quadro 4-1 com base em cinco indicadores definidos da seguinte forma:

- Tempo médio efectivo de descarga de navios metaneiros (h): quociente entre o somatório dos tempos efectivos de descarga e o número total de descargas.
- Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (h): quociente entre o somatório dos tempos de atraso de descarga e o número de descargas com atraso.
- Tempo médio de enchimento de camiões cisterna (h): quociente entre o somatório dos tempos de enchimento e o número total de enchimentos.
- Tempo médio de atraso de enchimento de camiões cisterna (h): quociente entre o somatório dos tempos de atraso de enchimento e o número de enchimentos com atraso.

- Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural: quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações relativas à injeção de gás natural para a rede de transporte.

Quadro 4-1 – Caracterização da qualidade de serviço do terminal de GNL, ano gás 2007-2008

	Trimestre				Anual (Julho 2007 – Junho 2008)
	1.º Jul – Set 2007	2.º Out – Dez 2007	3.º Jan - Mar 2008	4.º Abr – Jun 2008	
Número de descargas de navios metaneiros	7	10	10	8	35
Número de enchimentos de camiões-cisterna	440	622	623	463	2148
Tempo médio efectivo de descarga de navios metaneiros (hh:mm)	17:58	25:18	18:17	19:07	20:25
Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (hh:mm)	0:00	51:22	0:00	0:00	51:22
Tempo médio efectivo de enchimento de camiões-cisterna (hh:mm)	1:42	1:43	1:32	1:34	1:37
Tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna (hh:mm)	0:41	1:03	0:25	0:30	0:49
Cumprimento das nomeações de injeção de GN (%)	100	100	100	100	100

Fonte: REN Atlântico, Terminal de GNL

Rede de transporte de gás natural

A continuidade do serviço de fornecimento da rede de transporte é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Número médio de interrupções por ponto de saída: quociente do número total de interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total dos pontos de saída, no fim do período considerado.
- Duração média das interrupções por ponto de saída (minuto/ponto de saída): quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total de pontos de saída existentes no fim do período considerado.
- Duração média de interrupção (minuto/interrupção): quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, pelo número total de interrupções nos pontos de saída, no período considerado.

No ano gás 2007-2008 não ocorreram interrupções de serviço e portanto, os valores dos indicadores gerais de continuidade foram nulos.

Redes de distribuição

A continuidade de serviço de fornecimento das redes de distribuição é apresentada no Quadro 4-2 através de três indicadores determinados para o ano gás 2007-2008:

- Número médio de interrupções por cliente: quociente do número total de interrupções a clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes, no fim do período considerado.
- Duração média das interrupções por cliente (minuto/cliente): quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes no fim do período considerado.
- Duração média das interrupções (minuto/interrupção): quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, pelo número total de interrupções nos clientes no período considerado.

Quadro 4-2 – Caracterização da qualidade de serviço das redes de distribuição, ano gás 2007-2008

	Operador da rede	Número de interrupções	Número médio de interrupções por 1000 clientes (interrupção/1000 clientes)	Duração média de interrupções por cliente (minuto/cliente)	Duração média das interrupções (minuto/interrupção)
Valores anuais (ano gás 2007-2008)	Setgás	6 875	53	17	313
	Portgás	2 744	15	3	177
	Beiragás	219	7	1	105
	Tagusgás	205	10	3	289
	Duriensegás	148	9	1	111
	Dianagás	30	9	59	6 480
	Sonorgás	0	0	0	0
	Medigás	0	0	0	0
Valores semestrais (Janeiro a Junho 2008)	Lisboagás GDL	30 866	68	19	296
	Lusitaniagás	2	0,01	0,001	87

Fonte: Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás GDL, Lusitaniagás, Medigás, Portgás, Setgás, Sonorgás, Tagusgás

PRESSÃO DE FORNECIMENTO

Durante o ano gás 2007-2008, os operadores das redes de distribuição efectuaram a monitorização da pressão em alguns pontos das redes de distribuição. De acordo com o tipo de pontos definidos, a monitorização realizou-se de forma permanente ou não permanente, ou seja, continuamente ao longo do ano gás ou por um período de tempo definido.

Os valores de pressão registados para todas as redes de distribuição demonstram que não houve qualquer situação anómala ou incumprimento de qualquer valor regulamentar ou contratual de pressão, em todos os pontos monitorizados.

4.1.2.3 BALANÇO

Os agentes de mercado devem gerir o encontro entre a oferta e procura de gás natural dentro da margem de flexibilidade resultante das existências máximas e mínimas que lhes estão atribuídas. A violação, por parte dos agentes de mercado, das existências máximas e mínimas que lhes estão atribuídas na rede de transporte, configura uma situação de desequilíbrio individual e tem associada um regime de penalidades aprovado pela ERSE, designado por mecanismo de incentivo à reposição do equilíbrio individual. As penalidades foram estabelecidas na sequência de proposta apresentada pelo operador da rede de transporte (ORT), no âmbito da actividade de gestão técnica global do sistema. A imputação de penalidades aos agentes de mercado não os isenta da obrigação de corrigirem os desequilíbrios individuais.

Tendo em vista a integridade das infra-estruturas do sistema nacional de gás natural, em especial na rede de transporte, está prevista a utilização de uma reserva operacional. A reserva operacional consiste na quantidade de gás natural necessária para responder a necessidades de curto prazo, resultantes de eventuais diferenças entre os perfis de injeção e de extracção na rede de transporte no período intra-diário e da reposição de quantidades de gás natural resultantes da violação das existências mínimas por parte dos agentes de mercado, que possam colocar em risco a integridade da rede de transporte.

As reservas operacionais devem ser constituídas pelos agentes de mercado, sendo o seu uso da responsabilidade exclusiva do operador da rede de transporte, na sua actividade de gestor técnico global do sistema. As quantidades de gás natural afectas à reserva operacional, bem como a metodologia para determinação da parcela correspondente a cada agente de mercado, são aprovadas pela ERSE mediante proposta do operador da rede de transporte, na sua actividade de gestor técnico global do sistema.

4.1.3 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS INFRA-ESTRUTURAS

No sector do gás natural actuam operadores das seguintes infra-estruturas:

- Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.
- Armazenamento Subterrâneo de gás natural.
- Rede de transporte de gás natural.
- Redes de distribuição de gás natural.

Actualmente, em Portugal continental existe um operador do Terminal de GNL, dois operadores de armazenamento subterrâneo, um operador da rede de transporte, 11 operadores da rede de distribuição e 11 comercializadores de último recurso retalhistas, sendo que apenas quatro destes comercializadores estão separados dos operadores da rede de distribuição do ponto de vista jurídico (as empresas com mais de 100.000 clientes).

Os operadores de infra-estruturas verificam os critérios de separação de actividades estabelecidos na Directiva 2003/55/CE, já transpostos para o ordenamento jurídico nacional.

A ERSE iniciou um conjunto de acções para promover a separação efectiva entre as actividades, nomeadamente acções que visam a implementação de códigos de conduta destinados a assegurar que a actuação dos operadores das infra-estruturas observa critérios de independência e neutralidade face aos agentes de mercado.

Para além da observação dos critérios de separação de actividades estabelecidos na Directiva 2003/54/CE e na legislação nacional, o Regulamento Tarifário, emitido pela ERSE, estabelece que todas as empresas reguladas separem contabilisticamente cada uma das respectivas actividades anteriormente referidas, como se de empresas autónomas se tratassem, de modo a que seja possível a obtenção de balanços e demonstrações de resultados para cada uma delas. Essa informação é anualmente apresentada à ERSE, quer em termos de valores reais quer em termos de previsões e estimativas para os anos seguintes ou em curso, devendo os valores reais de cada uma das actividades reguladas serem auditados e acompanhados de um relatório produzido por uma empresa de auditoria independente.

A situação de cada um dos operadores de rede existentes em Portugal é analisada nos pontos seguintes.

4.1.3.1 OPERADOR DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O operador do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – REN Atlântico –, é independente, do ponto de vista patrimonial, das actividades de distribuição e de comercialização do sector de gás natural e exerce a sua actividade em regime de concessão de serviço público. Os termos do contrato de concessão deste operador foram estabelecidos pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 106/2006, de 3 de Agosto. Esta empresa sucedeu à Transgás Atlântico, empresa do grupo GALP, que tinha gerido esta actividade desde a sua constituição (2004, ano de entrada em exploração).

A REN Atlântico é detida a 100% pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

4.1.3.2 OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida por dois operadores – REN Armazenagem e Transgás Armazenagem. Esta actividade é exercida em regime de concessão de serviço público tendo os termos dos contratos de concessão sido estabelecidos nas Resoluções do Conselho de Ministros n.º 107/2006 e n.º 108/2006, ambas de 3 de Agosto.

A Transgás Armazenagem é detida a 100% pela Galp Gás Natural, S.A.. A REN Armazenagem é detida a 100% pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

4.1.3.3 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

A actividade de Transporte de gás natural é exercida, em regime de concessão de serviço público, pelo operador – REN Gasodutos - empresa independente, do ponto de vista jurídico e patrimonial, das actividades de distribuição e de comercialização do sector de gás natural. Os termos do contrato de concessão ficaram estabelecidos na Resolução do Conselho de Ministros n.º 105/2006, de 3 de Agosto. A REN Gasodutos assinou o contrato de concessão com o Estado em 26 de Setembro de 2006, tendo este a duração de 40 anos.

No desempenho das suas atribuições, o operador da rede de transporte de gás natural individualiza as seguintes actividades:

1. Transporte de gás natural.
2. Gestão Técnica Global do Sistema.

A separação das actividades anteriormente referidas é realizada em termos contabilísticos e organizativos.

A REN Gasodutos é detida a 100% pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

4.1.3.4 OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A actividade de distribuição de gás natural é exercida em regime de concessão de serviço público, por seis operadores concessionários, Beiragás, LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás e por cinco operadores em regime de licença, Dianagás, Dourogás, Durienségás, Medigás e Paxgás.

As sociedades concessionárias de distribuição regional ou titulares de licenças de distribuição local com mais de 100 000 clientes a partir de Julho de 2007 passaram a exercer a actividade de comercialização através de sociedades juridicamente autónomas, conforme determina o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho. As sociedades que efectuaram a separação foram a Portgás, a LisboaGás, a Setgás e a Lusitaniagás.

No desempenho das suas atribuições, os operadores das redes de distribuição de gás natural individualizam as seguintes actividades:

- Distribuição de gás natural.
- Acesso à RNTGN.

As empresas efectuaram a separação das actividades anteriormente referidas em termos contabilísticos e organizativos.

4.2 CONCORRÊNCIA

4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

O aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efectuado através de contratos *take-or-pay* de longo prazo, em que os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria.

O enquadramento legal do sector, designadamente o que decorreu dos diplomas legais publicados durante o ano de 2006, veio consagrar a existência da separação de actividades e de uma lógica de funcionamento do sector em regime de mercado. Neste sentido, uma parte das quantidades adquiridas ao abrigo dos contratos de aprovisionamento do tipo *take-or-pay*, pode ser colocada em mercado através da realização de leilões de libertação de quantidades de gás natural.

Durante o ano de 2008, a ERSE preparou um primeiro leilão de libertação de quantidades de gás natural, conforme adiante se caracterizará, leilão este que veio a acontecer já em Fevereiro de 2009. Com o intuito de dar estabilidade ao processo de liberalização do sector e dotar os agentes de mercado de alguma previsibilidade na programação das suas operações, a ERSE definiu que se realizarão leilões idênticos para os próximos dois anos.

4.2.2 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL

ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL

Conforme referido anteriormente, as tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelos comercializadores de último recurso (CUR) aos seus clientes resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização.

Esta forma de determinação das tarifas aplicáveis pelos CUR, permite assegurar a inexistência de subsidiações cruzadas entre:

- Actividades de monopólio (actividades de rede e restantes infra-estruturas) e actividades de mercado (comercialização e venda de gás natural).
- Clientes do comercializador de último recurso com características de consumo diferentes.
- Clientes do comercializador de último recurso e clientes que participam no mercado.
- Comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado.

Na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e nos custos totais em termos de nível, esta realidade permite evitar subsidiações cruzadas entre clientes, e ao reflectir os custos marginais permitir uma afectação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por actividade ou serviço. Poderá assim, ser dada a possibilidade de desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelas várias componentes tarifárias reguladas aplicáveis, por preço médio e por termo tarifário. Esta possibilidade está prevista na actual regulamentação do sector do gás natural.

A transparência na formulação de tarifas, assume especial importância para os clientes de menor dimensão e de entre estes para os clientes com menos informação.

ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Nas figuras seguintes apresentam-se a decomposição e estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, pelas várias tarifas que a compõem, tarifa de Energia, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

Figura 4-1 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008-2009

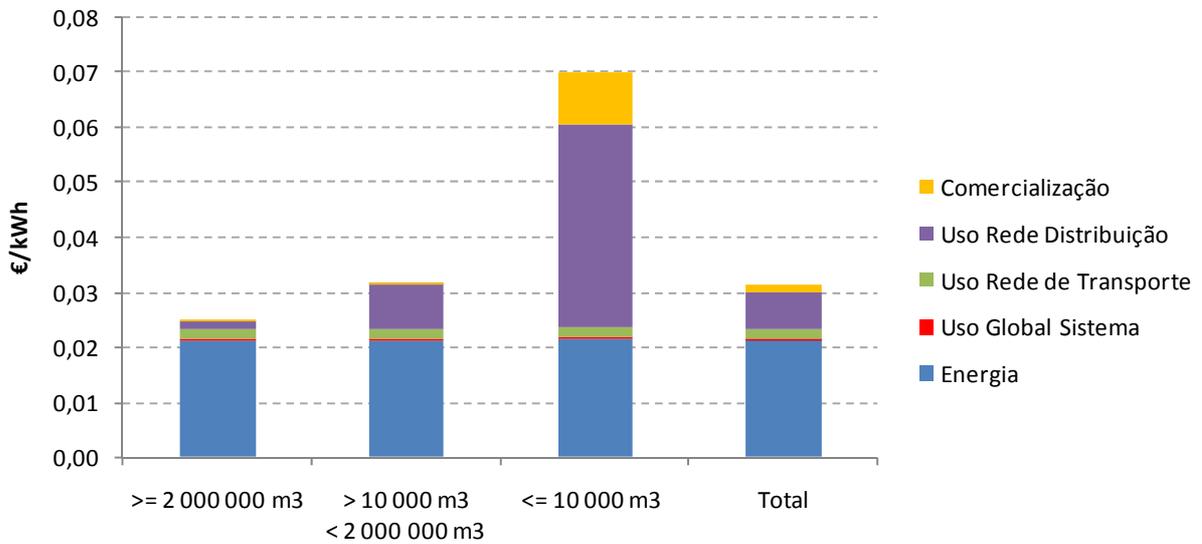
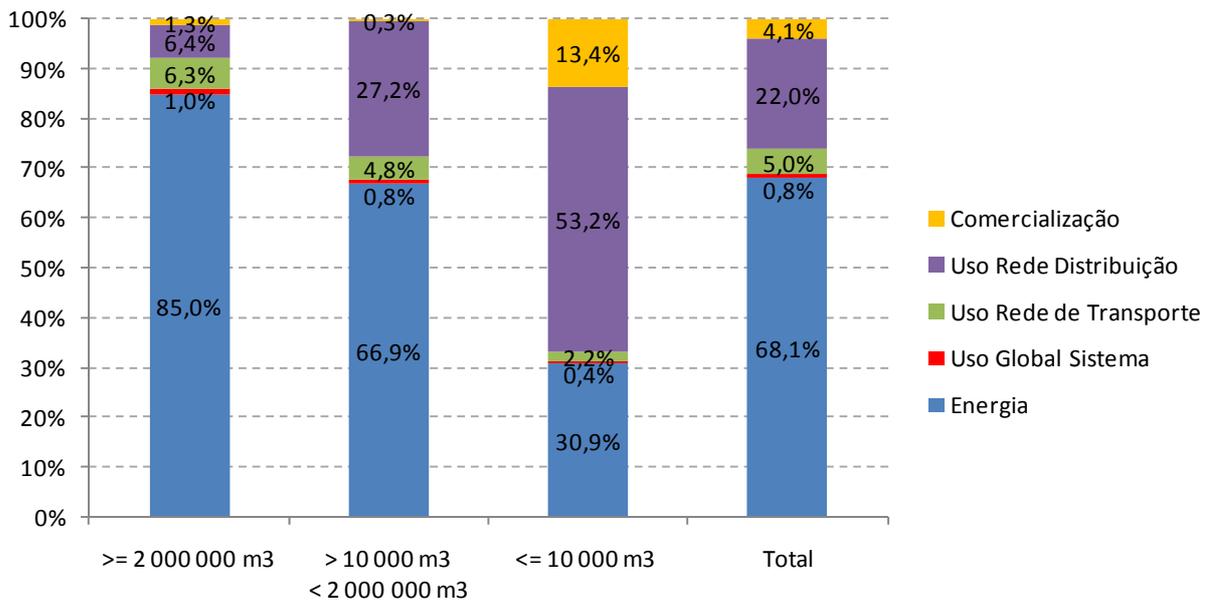


Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008-2009



LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

O calendário de abertura de mercado legalmente definido, através do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Junho de 2006, estabelece que podem aceder livremente à escolha de fornecedor:

- Todos os produtores de electricidade em regime ordinário, a partir de 1 de Janeiro de 2007.

- Todos os clientes com consumo anual superior a 1 milhão de m³ (n), a partir de 1 de Janeiro de 2008.
- Todos os clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n) - a partir de 1 de Janeiro de 2009.
- Todos os clientes, a partir de 1 de Janeiro de 2010.

Neste sentido, durante o ano de 2008 o mercado esteve aberto para os centros electroprodutores e para os grandes consumidores industriais. Contudo, durante este ano, não se efectivaram mudanças de fornecedor nestes segmentos.

Os clientes elegíveis têm à sua disposição as seguintes modalidades de contratação de gás natural:

- a) Celebração de contrato de fornecimento de gás natural com comercializadores, no mercado liberalizado.
- b) Celebração de contrato de fornecimento de gás natural com comercializadores de último recurso.
- c) Contratação de gás natural nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, no caso de clientes com estatuto de agente 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.

Tendo presente que a partir de Janeiro de 2010 já todos os consumidores de gás natural passam a ter o direito a escolher o seu comercializador e que já desde 1 de Janeiro de 2009 os clientes industriais de menor dimensão o podem fazer, foi necessário operacionalizar os procedimentos de mudança de comercializador, pelo que a ERSE recebeu em 2008 do operador da rede nacional de transporte uma primeira proposta destes procedimentos, que vieram a ser publicados em Março de 2009.

No âmbito da regulamentação em vigor, os clientes têm o direito a mudar de comercializador até quatro vezes em cada período de 12 meses consecutivos, não podendo ser exigido o pagamento de qualquer encargo pela mudança de comercializador.

Os comercializadores são entidades que exercem a actividade nos termos da licença ou registo atribuídos pela Direcção-Geral de Energia e Geologia.

A actividade de comercializador de último recurso é regulada e as tarifas e preços praticados pelos comercializadores de último recurso são aprovados pela ERSE.

Os preços praticados pelos comercializadores em regime de mercado são livres.

Os clientes que optem por ser abastecidos no ML podem posteriormente optar por contratar o fornecimento de gás natural com o comercializador de último recurso.

4.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A CONCORRÊNCIA

4.2.3.1 OPERAÇÕES DE CONCENTRAÇÃO E ARTICULAÇÃO COM A AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA

No âmbito das respectivas obrigações legais, a Autoridade da Concorrência deve ser notificada das operações empresariais que se enquadram ou podem enquadrar no conceito de operação de concentração, também no que respeita ao sector do gás natural. Nestes casos, o parecer da entidade reguladora da concorrência deve ser elaborado tendo presente as obrigações legais de cooperação e coordenação com a entidade reguladora sectorial, pelo que a ERSE é chamada a pronunciar-se formalmente nas situações de notificação que envolvam entidades do sector energético.

Durante o ano de 2008, a Autoridade da Concorrência emitiu duas decisões sobre operações notificadas por entidades ligadas ao sector do gás natural, tendo a ERSE sido solicitada para a emissão dos respectivos pareceres. As decisões mencionadas anteriormente encontram-se disponíveis na página de Internet da Autoridade da Concorrência.

Das duas operações decididas em 2008 no sector do gás natural, uma teve que ver com a reorganização do sector, com transferência de activos do operador da rede de transporte para um dos operadores de rede de distribuição, sendo que essa transferência se enquadrou na necessidade de reafecção dos activos do sector tendo em conta a implementação da separação de actividades definida na Directiva e no enquadramento legal vigente. A segunda operação dizia respeito à aquisição do controlo exclusivo de uma das empresas de distribuição e de comercialização de último recurso (Portgás) por parte de empresa do grupo EDP (EDP Gás), que já controlava a maioria do capital da primeira, pelo que não se verificou alteração de substância no quadro organizativo e concorrencial do sector.

4.2.3.2 LEILÕES DE LIBERTAÇÃO DE QUANTIDADES DE GÁS NATURAL

Com vista a dinamizar o processo de liberalização do mercado do gás natural e, assim, promover o aumento da concorrência no sector, a ERSE decidiu implementar a realização de leilões de libertação de quantidades de gás natural, permitindo a disponibilização de gás aos novos comercializadores em regime de mercado e aos consumidores elegíveis que considerem vantajoso adquirir gás natural nestes leilões.

Nesse sentido, o Regulamento de Relações Comerciais do Sector do Gás Natural (art.º 60º) estabelece que a GALP Gás Natural, enquanto comercializador do SNGN, deve promover a realização de leilões anuais de gás natural em 2009, 2010 e 2011, numa quantidade de 300 milhões de m³ (n)/ano.

A fixação dos termos e condições finais para a realização do leilão no ano gás 2009-2010, resultou de uma consulta prévia que a ERSE realizou junto das entidades que antecipadamente se manifestaram

interessadas em participar no leilão, tendo por base uma proposta inicial apresentada pela Galp Gás Natural.

A ERSE aprovou em Dezembro de 2008, os termos e condições de realização do leilão (300 milhões de m³ (n)) para o período de 1 de Julho de 2009 a 30 de Junho de 2010.

A capacidade de participação no leilão para 2009/2010 foi apenas facultada aos comercializadores em regime de mercado bem como aos clientes elegíveis (à data clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n)), que puderam adquirir quantidades máximas de, respectivamente, 90 milhões de m³ (n) ou 1,2 vezes o consumo verificado nos últimos doze meses.

Nestes leilões foi excluída a participação dos centros electroprodutores em regime ordinário bem como de todas as entidades maioritariamente participadas, em regime de domínio total ou sob controlo efectivo do Grupo GALP.

O leilão realizou-se no dia 10 de Fevereiro de 2009 com a colocação da totalidade da quantidade leiloadada, tendo sido o OMIP a entidade responsável pela execução técnica do mesmo.

5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

5.1 ELECTRICIDADE

5.1.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2008

O consumo de energia eléctrica manteve em 2008 a tendência de crescimento do ano anterior com uma variação de 1,0% (1,1% com correcção de temperatura e número de dias úteis).

Em 2008, a produtividade hidroeléctrica esteve, pelo 5.º ano consecutivo, abaixo da média, tendo-se registado um índice de hidraulicidade de 0,56. As centrais hidroeléctricas contribuíram para o abastecimento de 11% do consumo, enquanto as térmicas contribuíram para 47%. As entregas dos Produtores em Regime Especial cresceram 14% relativamente a 2007, atingindo 23% do consumo nacional.

As trocas com Espanha foram as mais elevadas de sempre com o saldo importador a abastecer 19% do consumo.

Em 2008 não se verificaram alterações na capacidade instalada em centrais térmicas ou hidroeléctricas em regime ordinário, tendo sido instalados 718 MW de capacidade em regime especial, correspondentes a 98 MW instalados por produtores térmicos, 5 MW por produtores hidráulicos, 576 MW por produtores eólicos, 37 MW por produtores fotovoltaicos e 2 MW por produtores a partir da energia das ondas.

Na Rede Nacional de Transporte, destaca-se a entrada em serviço das subestações de Vila Pouca de Aguiar e Macedo de Cavaleiros, integradas no novo eixo a 220 kV no interior de Trás-os-Montes. Estes investimentos são relevantes para a melhoria da qualidade de serviço e reforço da capacidade de recepção de energias renováveis na região.

Entraram ainda em serviço as novas subestações de Frades (Vieira do Minho) e Carvoeira (Torres Vedras), ambas importantes para a recepção de nova produção eólica, e foi ainda ampliado o posto de corte de Carrapatelo com a introdução da transformação 220/60 kV, dotando esta subestação de capacidade de recepção de energia eólica no nível 60 kV.

Em termos de qualidade de serviço, o Tempo de Interrupção Equivalente situou-se em 1,3 minutos.

A repartição da produção de electricidade por fonte de energia nos últimos 5 anos é apresentada no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 – Repartição da produção

	2008	2007	2006	2005	2004
Gás	24%	21%	20%	24%	21%
Saldo Importador	19%	15%	11%	14%	14%
Fuel	2%	2%	3%	10%	4%
Carvão	21%	23%	28%	30%	31%
Hidráulica	11%	19%	20%	9%	20%
PRE	23%	20%	18%	13%	10%

Fonte: Dados de 2008 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2008)

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 5-2.

Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo

	2008	2007	Variação
	(GWh)	(GWh)	(%)
PRODUÇÃO HIDRÁULICA	6436	9522	-32
PRODUÇÃO TÉRMICA	23797	23424	2
PRE	11551	10156	14
SALDO IMPORTADOR	9431	7488	26
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	639	540	18
CONSUMO TOTAL	50574	50050	1

Fonte: Dados de 2008 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2008)

A potência máxima solicitada à rede pública verificou-se no dia 2 de Dezembro com 8959 MW, valor inferior em cerca de 150 MW ao anterior máximo observado em Dezembro de 2007, e que contraria a tendência de crescimento observada nos últimos anos.

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 5-3.

Quadro 5-3 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2008	2-Dez	8959	-1,66
2007	18-Dez	9110	3,48
2006	30-Jan	8804	3,24
2005	27-Jan	8528	3,38
2004	09-Dez	8249	2,52

Fonte: Dados de 2008 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2008)

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 5-4.

Quadro 5-4 – Parque electroprodutor

	2008 (MW)	2007 (MW)	Variação (MW)
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS	4578	4578	0
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	5820	5820	0
Carvão	1776	1776	0
Fuel	1476	1476	0
Fuel / Gás natural	236	236	0
Gasóleo	165	165	0
Gás natural	2166	2166	0
POTÊNCIA INSTALADA PRE	4518	3800	718
Produtores Térmicos	1463	1365	98
Produtores Hidráulicos	379	374	5
Produtores Eólicos	2624	2048	576
Produtores Fotovoltaicos	50	13	37
Produtores Energia das Ondas	2	0	2
TOTAL	14916	14198	718

Fonte: REN (Dados Técnicos 2008)

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

Quadro 5-5 – Margem de capacidade

	2008 (MW)	2007 (MW)	2006 (MW)	2005 (MW)	2004 (MW)	2008/2004 Variação (%)
Potência instalada total	14196	14041	13621	12821	11708	1,21
Térmica	5820	5820	5852	5851	5460	1,07
Hidráulica	4578	4582	4582	4582	4386	1,04
PRE	4518	3639	3187	2388	1862	2,43
Potência máxima anual	8959	9110	8804	8528	8249	1,09
Margem de capacidade	5237 (37%)	4931 (35%)	4817 (35%)	4293 (33%)	3459 (30%)	1,51

Fonte: Dados de 2008 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2008)

5.1.2 PLANEAMENTO DAS REDES E INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO

NOVOS INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO

Em relação a novos investimentos previstos na produção em regime ordinário, não se registaram alterações ao quadro vigente anterior, mantendo-se válidas as considerações efectuadas no relatório anterior relativas à evolução do parque electroprodutor, quer a novos grupos, que à desclassificação de grupos existentes.

No que respeita às metas estabelecidas para a produção em regime especial, não há alterações a assinalar, mantendo-se as metas para 2010 apresentadas no relatório do ano passado.

No tocante ao regime de remuneração de produção em regime especial, o seu preço é estabelecido pela Governo e depende da tecnologia e do diagrama da entrega à rede. O sobrecusto⁸ que resulta deste incentivo é suportado pela tarifa de Uso Global do Sistema.

⁸ Calculado como a diferença entre o preço pago à produção em regime especial e o preço médio verificado no mercado ou por contratação bilateral.

5.2 GÁS

5.2.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2008⁹

A procura de gás natural no ano 2008 registou um incremento de 9,7% face ao ano 2007, verificando-se um aumento de 11,7% entre 2005 e 2008. A procura de gás natural no mercado eléctrico, no ano 2008, registou um incremento de 18,2% face a 2007, superando a procura registada em 2005 após dois anos de quebra. O ano de 2008 registou um crescimento considerável (5,7%) da procura de gás natural no segmento da Distribuição Regional e uma estagnação no segmento da Grande Indústria.

A procura de gás natural, por segmento, verificada desde 2005 é ilustrada no quadro seguinte:

Quadro 5-6 – Evolução da procura de gás natural

	2008	2007	2006	2005	Varição 2008-2007 [%]	Varição 2008-2005 [%]
Mercado Eléctrico [TWh]	25,3	21,4	20,1	23,3	18,2	8,6
Grande Indústria [TWh]	18,9	18,7	17,7	16,9	1,1	11,8
Distribuição Regional [TWh]	9,3	8,8	8,1	7,7	5,7	20,8
Total da procura [TWh]	53,5	48,9	45,9	47,9	9,4	11,7

Fonte: REN Gasodutos

5.2.2 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Junho, estabelece as condições de garantia e segurança de abastecimento para o SNGN, através das seguintes medidas:

- Constituição e manutenção de reservas de segurança.
- Diversificação das fontes de abastecimento de gás natural.
- Existência de contratos de longo prazo para o aprovisionamento de gás natural.
- Desenvolvimento da procura interruptível.

⁹ A análise constante neste ponto tem subjacente o horizonte temporal compreendido entre Janeiro e Dezembro de cada ano.

- Desenvolvimento da cooperação e mecanismos de solidariedade com operadores dos países vizinhos.
- Promoção da eficiência energética.
- Definição e aplicação de medidas de emergência.

5.2.2.1 RESERVAS DE SEGURANÇA

Os agentes de mercado que desenvolvem a sua actividade no território nacional estão sujeitos, de acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, à obrigação de constituição e manutenção de reservas de segurança, as quais não poderão ser inferiores a 15 dias de consumos não interruptíveis dos produtores de electricidade em regime ordinário e a 20 dias dos restantes consumos não interruptíveis.

As reservas de segurança são constituídas prioritariamente em instalações de armazenamento de gás natural localizadas no território nacional, excepto em caso de acordo bilateral que preveja a possibilidade de estabelecimento de reservas de segurança noutros países, situação que depende de autorização expressa do ministro responsável pela área da energia.

As reservas de segurança podem considerar os quantitativos de gás natural detidos nos armazenamentos subterrâneos de gás natural, no terminal de GNL e em navios metaneiros em trânsito para terminais de GNL em Portugal a nove dias de trajecto.

5.2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A infra-estrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural consiste, simplificada, em quatro cavidades subterrâneas construídas em formações salinas naturais que utilizam uma estação única de superfície. O Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (PDIR) prevê a construção de mais cinco cavernas subterrâneas, além das quatro existentes.

O Quadro 5-7 apresenta os valores das capacidades de armazenamento úteis, das cavidades, da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço, assim como a capacidade de emissão de gás natural para a rede de transporte, em 2008.

Quadro 5-7 – Capacidade útil de armazenamento e capacidade de emissão para a RNTGN em 2008

Caverna Subterrânea	Capacidade de armazenamento [m ³]	Capacidade de emissão para a RNTGN [m ³ (n)/h]
TGC-3	530 000	300 000
TGC-5	470 000	
TGC-1S	360 000	
TGC-4 (em desenvolvimento)	550 000	

Fonte: Transgás Armazenagem

5.2.2.3 TERMINAL DE GNL

A segurança no abastecimento e a necessidade de diversificar as fontes de aprovisionamento de gás natural determinaram, no final da década de 90, a necessidade da construção do terminal de GNL de Sines. Esta infra-estrutura começou a operar no início de 2004, tendo uma capacidade máxima de armazenagem de GNL de 240 000 m³ GNL, uma capacidade nominal de injeção para a RNTGN de 600 000 m³(n)/h e uma capacidade máxima de injeção de 900 000 m³(n)/h.

A actividade do terminal de GNL de Sines durante o ano de 2008 relativamente às descargas de navios metaneiros e enchimentos de camiões cisterna é apresentada no Quadro 5-8.

Quadro 5-8 – Actividade do terminal de GNL – Tráfego de GNL

	2008	2007	2006	2005	Varição 2008-2007 [%]	Varição 2008-2005 [%]
Total de navios metaneiros recebidos	35	35	28	23	0	52
Total de GNL descarregado [Mm³_{GNL}]	4,6	4,6	3,46	2,88	0	60
Total de enchimentos de camiões cisterna	2097	2265	1618	1059	-7,4	90

Fonte: REN Atlântico

O número de navios metaneiros que a Transgás Atlântico recebeu e descarregou durante o ano 2008 não variou face à actividade homóloga de 2007. Não obstante, a recepção de metaneiros em 2008 registou um aumento de 52% relativamente a 2005, resultando num acréscimo de 60% no total de GNL descarregado no terminal.

Relativamente ao enchimento de camiões cisterna, registou-se um aligeira diminuição face a 2007, contrariando a tendência crescente dos anos anteriores. A quantidade total de GNL expedido representou apenas 2% da energia total movimentada pelo terminal.

O PDIR, submetido pelo grupo REN para aprovação do ministro responsável pela área da energia, previu o reforço substancial da capacidade de recepção, armazenamento e regaseificação do terminal de GNL de Sines, através da adequação do *jetty* para a descarga de navios de maior dimensão, construção do terceiro reservatório de GNL (com um volume útil de 150 000 m³ GNL), a expansão da capacidade nominal de injeção para a RNTGN para 1 350 000 m³(n)/h e o incremento da flexibilidade e segurança operacional da infra-estrutura.

5.2.2.4 IMPORTAÇÃO E DIVERSIFICAÇÃO DE FONTES DE ABASTECIMENTO

A entrada de gás natural na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, verificada no ano de 2008, foi de 53,9 TWh (4,53 bcm¹⁰), dos quais 0,5 TWh (0,039 bcm) representam trânsitos. A capacidade máxima de importação de gás natural por gasoduto é de 8,95 bcm, o que permite constatar que existe presentemente capacidade disponível para um rápido desenvolvimento do sector.

A entrada de gás natural na rede de transporte, em 2008, ocorreu no ponto de ligação ao terminal de GNL de Sines (57%) e na interligação internacional de Campo Maior (43%). O gás natural processado em Sines e veiculado na interligação de Campo Maior é, maioritariamente, proveniente da Nigéria e da Argélia, respectivamente, e resulta dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo existentes.

O Quadro 5-9 apresenta o balanço de gás natural na rede de transporte para os anos de 2008, 2007 e 2006.

¹⁰ 1 bcm (billion cubic meters) = 10⁹ m³.

Quadro 5-9 - RNTGN – entradas e saídas

	2008	2007	2006	Varição 2008-2007 [%]	Varição 2008-2006 [%]
ENTRADAS [TWh]	53,9	51,1	51,7	5,5	4,3
Interligações [TWh]	23,4	18,3	27,8	28	-15,8
▪ Mercado Interno	23,0	16,4	23,4	40,2	-1,7
▪ Trânsito	0,5	1,9	4,4	-73,7	-88,6
Terminal de GNL [TWh]	30,1	31,5	23,1	-4,3	30,3
Armazenamento – Extracção [TWh]	0,3	1,3	0,8	-74,8	-62,5
SAIDAS [GWh]	53,9	51,3	51,9	5,1	3,8
GRMS [TWh]	53,0	48,5	45,9	9,4	15,5
Armazenamento – Injecção [TWh]	0,4	0,9	1,5	-52,9	-73,3
Interligações [TWh]	0,5	1,9	4,55	-75,4	-89,0
▪ Mercado Internacional	0	0	0,15	---	-100
▪ Trânsito	0,5	1,9	4,4	-75,4	-88,6

Fonte: REN Gasodutos

5.2.2.5 CONTRATOS DE APROVISIONAMENTO DE LONGO PRAZO

A Galp – Gás Natural, S.A., do grupo Galp Energia, é titular dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo em regime de *take or pay*.

O primeiro contrato de aprovisionamento foi celebrado em finais de 1993 entre a Sonatrach e a Transgás. Para além deste contrato, existem ainda três contratos de longo prazo de aquisição de GNL com a Nigéria.

Seguidamente, resumem-se as principais características dos contratos de aprovisionamento.

CONTRATO DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL À SONATRACH

Este contrato estabelece a obrigação de fornecimento de determinadas quantidades de gás natural por parte da Sonatrach à Transgás, actualmente Galp Gás Natural, assim como a obrigação de aquisição e de pagamento destas quantidades consumidas ou não, por parte da Galp Gás Natural. A Sonatrach obriga-se a fornecer a quantidade anual da ordem de 2,5 bcm durante o período de vigência do contrato, isto é, até 2020.

CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO À NLNG

Existem três contratos de aquisição de GNL com a Nigerian LNG, Limited. Estes contratos foram assinados por um prazo de 20 anos.

A quantidade de GNL contratada através do primeiro destes contratos é de 0,42 bcm, tendo-se iniciado o fornecimento de GNL no ano de 2000. As entregas podem ser efectuadas em Huelva, Cartagena ou Sines.

A quantidade de GNL contratada através do segundo contrato é de 1 bcm, tendo-se iniciado o fornecimento de GNL no ano de 2002.

A quantidade de GNL contratada através do terceiro contrato é de 2 bcm, tendo o seu fornecimento sido iniciado no ano de 2006. As entregas podem ser efectuadas em qualquer terminal ibérico na Costa Mediterrânica ou em Sines.

DEFINIÇÃO E APLICAÇÃO DE MEDIDAS DE EMERGÊNCIA

Em caso de perturbação do abastecimento, o ministro responsável pela área da energia pode tomar, temporariamente, as medidas de emergência necessárias, determinando a utilização das reservas de segurança e medidas de restrição da procura.

A adopção de medidas de emergência é comunicada à Comissão Europeia e deve contar, sempre que tal seja possível ou adequado, com a participação de operadores e agentes de mercado.

6 SERVIÇO PÚBLICO

6.1 OCORRÊNCIAS LEGISLATIVAS

Em 2008 assistimos à publicação de dois diplomas com consequências muito importantes em matéria de obrigações de serviço público. Referimo-nos à Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, que procedeu a uma revisão da chamada lei dos serviços públicos essenciais e à Lei n.º 51/2008, de 27 de Agosto, conhecida como a lei da rotulagem.

- **Lei dos serviços públicos essenciais** – a Lei n.º 23/96, de 26 de Julho, criou no ordenamento jurídico nacional um conjunto de mecanismos destinados a proteger o utente dos serviços públicos essenciais, entre os quais se incluem expressamente os serviços de fornecimento de electricidade e de gás natural. Com a publicação da Lei n.º 12/2008 foram reiterados e reforçados alguns dos direitos atribuídos aos consumidores destes serviços essenciais, destacando-se os seguintes aspectos:
 - Atribuição do ónus da prova aos prestadores dos serviços públicos essenciais.
 - Melhor definição das regras previstas em matéria de extinção (prescrição e caducidade) dos direitos dos prestadores dos serviços públicos essenciais.
 - Consagração do direito à periodicidade mensal da facturação.
 - Prazo de pagamento das facturas estabelecido em 10 dias úteis.
 - Alargamento do período de antecedência mínima do pré-aviso de interrupção do fornecimento para 10 dias.
 - Atribuição de efeito suspensivo sobre os prazos para apresentação de acção judicial quando se utilizam métodos de resolução alternativa de litígios decorrentes de uma relação de consumo.

Os regulamentos de relações comerciais aplicáveis aos sectores da electricidade e do gás natural foram sujeitos a alteração, ainda em 2008, de modo a incluir as regras acima descritas.

- **Lei da rotulagem** – a Lei n.º 51/2008 estabeleceu a obrigatoriedade de todos os comercializadores de energia eléctrica incluírem nas facturas informação sobre:
 - A origem da energia eléctrica que adquiriram e venderam aos seus clientes (em percentagem).
 - Os impactes ambientais associados ao fornecimento de energia eléctrica.

A rotulagem tem dois objectivos fundamentais:

- Informar o consumidor sobre o produto que está a consumir, designadamente sobre os recursos energéticos primários utilizados na produção de electricidade e os impactes ambientais associados ao fornecimento.
- Permitir a diferenciação entre comercializadores relativamente ao fornecimento de energia eléctrica, fomentando a concorrência no mercado.

Mesmo antes da publicação da lei da rotulagem, mas já em 2008, a ERSE procedeu à elaboração e divulgação de uma recomendação sobre esta matéria. Esta recomendação, que veio a considerar a publicação posterior da lei da rotulagem, sugere aos comercializadores um formato e um método de cálculo uniformes sobre a informação a prestar nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis, permitindo uma análise comparativa dos diversos comercializadores. A recomendação da ERSE sobre a rotulagem pode ser consultada na página da ERSE na Internet, em www.erse.pt.

6.2 TARIFA SOCIAL

Em Portugal é designada por Tarifa Social uma opção tarifária que se destina exclusivamente a consumos de electricidade, relativos a casas de habitação para residência permanente, ainda que nelas se possa exercer uma pequena actividade profissional, mas limitada à potência contratada de 2,3 kVA e a um consumo anual não superior a 400 kWh. Esta Tarifa Social traduz-se num desconto do valor da potência contratada correspondente a $\frac{1}{4}$ do valor da mesma na opção “Tarifa Simples”.

Em Portugal continental, no ano de 2008 existiam 3 799 clientes de electricidade com Tarifa Social.

6.3 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os comercializadores de último recurso são entidades titulares de licença de comercialização, emitida pela Direcção-Geral de Energia e Geologia, sobre os quais impendem obrigações de serviço público, garantindo, nomeadamente, o fornecimento aos consumidores que o solicitem ou que não optem por outro comercializador no mercado.

Todos os preços praticados pelos comercializadores de último recurso são fixados pela ERSE, como consequência da regulação a que estão sujeitas as actividades desenvolvidas. É o Governo, através de legislação específica, que designa os comercializadores de último recurso e expressa as suas atribuições, nos sectores da electricidade e do gás natural.

No sector do gás natural encontramos duas categorias de comercializadores de último recurso: o comercializador de último recurso grossista e o comercializador de último recurso retalhista. O comercializador grossista está obrigado a assegurar o fornecimento de gás natural aos

comercializadores de último recurso retalhistas, assim como aos grandes clientes, com consumo anual de gás natural igual ou superior a 2 milhões de m³(n), que não exerçam o seu direito de elegibilidade. A obrigação de fornecimento de gás natural dos comercializadores de último recurso retalhistas incide sobre os consumidores com consumo anual inferior a 2 milhões de m³(n).

Os consumidores de gás natural com consumo anual até 10 000 m³(n) só poderão escolher livremente o seu comercializador a partir do dia 1 de Janeiro de 2010, mantendo-se até essa data a obrigação de contratação de gás natural com o comercializador de último recurso cuja licença se destina à área geográfica onde se situam as respectivas instalações de gás natural.

6.4 INTERRUPTÕES DO FORNECIMENTO

As interrupções do fornecimento de electricidade ou de gás natural por facto imputável ao cliente só podem ter lugar após um pré-aviso de interrupção escrito, a enviar pelo operador da rede de distribuição, com a antecedência mínima de 10 dias em relação à data em que irão ocorrer, salvo nos casos de cedência de energia a terceiros ou de incumprimento das regras relativas à segurança de pessoas e bens.

Do pré-aviso de interrupção devem constar o motivo da interrupção, os meios ao dispor do cliente para a evitar, as condições de restabelecimento do fornecimento, bem como os preços em vigor dos serviços de interrupção e de restabelecimento.

Em 2008, em Portugal continental, registaram-se 341 580 interrupções de energia eléctrica por facto imputável ao cliente. No sector do gás natural, também no ano de 2008 e no território continental português, o número de interrupções por facto imputável ao cliente foi de 31 602.

6.5 CONDIÇÕES CONTRATUAIS GERAIS

6.5.1 CONTRATOS DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL ENTRE OS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS E OS CLIENTES COM CONSUMO ANUAL INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M³ (N)

A publicação da Lei n.º 12/2008 procedeu a alterações significativas na lei dos serviços públicos essenciais, as quais foram incorporadas no Regulamento de Relações Comerciais do sector do gás natural.

Nos termos deste regulamento, cabe à ERSE aprovar as condições gerais que devem integrar os contratos de fornecimento de gás natural a celebrar entre os comercializadores de último recurso

retalhistas e os clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³ (n), o que veio a suceder em 2007.

Todavia, considerando as novas regras introduzidas no relacionamento comercial e contratual pela Lei n.º 12/2008, a ERSE aprovou um conjunto de alterações às condições contratuais gerais indicadas no parágrafo anterior e procedeu à sua republicação em Agosto de 2008.

6.5.2 CONTRATO DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL ENTRE O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA E OS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O comercializador de último recurso grossista de gás natural é chamado a assegurar o aprovisionamento de gás natural aos comercializadores de último recurso retalhistas, com carácter prioritário. Do mesmo modo, os comercializadores de último recurso retalhistas são obrigados à compra prioritária junto do comercializador de último recurso grossista, contribuindo para a manutenção do equilíbrio global do SNGN.

A ERSE aprovou em Março de 2008 as condições gerais que devem integrar os contratos de fornecimento a celebrar entre o Comercializador de último recurso grossista e os comercializadores de último recurso retalhistas. A aprovação pela ERSE das referidas condições contratuais gerais fundamenta-se no interesse público subjacente à garantia de fornecimento de gás natural, procurando obter a segurança jurídica e a não discriminação entre as partes das relações comerciais identificadas.

6.5.3 CONTRATO DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O relacionamento comercial entre os comercializadores e os operadores das infra-estruturas é estabelecido através da celebração de contratos de uso das mesmas, quando se pretende obter o respectivo acesso.

Nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações do sector do gás natural, as condições gerais que devem integrar os contratos de uso das infra-estruturas, bem como das redes de transporte e de distribuição de gás natural são aprovadas pela ERSE. Neste âmbito, na sequência de proposta conjunta dos operadores das redes de distribuição e de consulta aos demais agentes de mercado, a ERSE aprovou em Janeiro de 2008 as condições contratuais gerais a que deve obedecer o acesso à Rede Nacional de Distribuição de gás natural por parte dos comercializadores e de outros agentes de mercado.

6.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

ELECTRICIDADE

As tarifas reguladas de venda a clientes finais são oferecidas pelo comercializador de último recurso a todos os consumidores de energia eléctrica. Adicionalmente, os consumidores que optaram por um comercializador de mercado podem regressar à tarifa de último recurso em qualquer momento, não havendo qualquer cláusula de regresso.

As tarifas de último recurso são aprovadas e publicadas pelo regulador que determina os proveitos permitidos para as actividades de aprovisionamento de energia e comercialização de último recurso. As tarifas de último recurso correspondem à soma das tarifas de acesso às redes (aplicáveis a todos os consumidores independentemente do comercializador) com os custos de energia e de comercialização. O nível dos preços das tarifas de último recurso é apresentado na Figura 3-12, do capítulo 3.1.

Os custos regulados de aprovisionamento de energia eléctrica do comercializador de último recurso reflectem as estimativas das condições do mercado grossista. No âmbito de acordos internacionais, o comercializador de último recurso é obrigado a contratar parte da energia no mercado a prazo e outra parte em leilões trimestrais. No momento da fixação anual das tarifas reguladas de último recurso são consideradas as melhores previsões para a evolução dos custos nesse mercado grossista no ano seguinte.

A actividade de comercialização de último recurso é regulada pela ERSE. Assim, o regulador deve assegurar a viabilidade económica e financeira do comercializador de último recurso em condições de exploração eficiente.

GÁS NATURAL

As tarifas reguladas de venda a clientes finais são oferecidas pelos comercializadores de último recurso a todos os consumidores finais de gás natural. Adicionalmente, os consumidores que optaram por um comercializador de mercado podem regressar à tarifa de último recurso em qualquer momento, não havendo qualquer cláusula de regresso. Os centros electroprodutores ordinários (não inclui os pequenos produtores e instalações de cogeração) não podem acolher-se na tarifa dos comercializadores de último recurso.

As tarifas dos comercializadores de último recurso são aprovadas e publicadas pelo regulador que determina os proveitos permitidos para as actividades de aprovisionamento de energia e comercialização de último recurso. As tarifas de último recurso correspondem à soma das tarifas de acesso às redes (aplicáveis a todos os consumidores independentemente do comercializador) com os custos de energia e

de comercialização. O nível dos preços das tarifas de último recurso é apresentado na Figura 4-1, do capítulo 4.1.

Os custos regulados de aprovisionamento de gás natural dos comercializadores de último recurso reflectem as estimativas das condições de aprovisionamento de último recurso, que estão contidas principalmente em contratos de fornecimento de longo prazo com os produtores. No momento da fixação anual das tarifas reguladas de último recurso são consideradas as melhores previsões para a evolução dos custos de aprovisionamento nesses contratos no ano seguinte. Trimestralmente, as tarifas de último recurso aplicáveis a consumidores finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ são revistas para reflectir a evolução real dos custos de aprovisionamento.

A actividade de comercialização de último recurso é regulada pela ERSE. Assim, o regulador deve assegurar a viabilidade económica e financeira dos comercializadores de último recurso em condições de exploração eficiente.