

**RELATÓRIO ANUAL
PARA A
COMISSÃO EUROPEIA**

Julho 2008

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	SUMÁRIO E PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS DO ÚLTIMO ANO.....	7
2.1	Estrutura organizacional da ERSE.....	7
2.1.1	Órgãos.....	7
2.1.1.1	Conselho de Administração.....	7
2.1.1.2	Conselho Consultivo e Conselho Tarifário.....	7
2.1.2	Principais objectivos estatutários	8
2.1.3	Competências.....	9
2.1.3.1	Regulamentos.....	9
2.1.3.2	Tarifas e preços.....	10
2.1.3.3	Concessões e licenças de serviço público	11
2.1.3.4	Fiscalização e sanções.....	11
2.1.3.5	Inquéritos e auditorias	11
2.1.3.6	Resolução de conflitos e arbitragem voluntária	11
2.1.4	Independência e responsabilização.....	12
2.1.4.1	Independência	12
2.1.4.2	Responsabilização.....	13
2.2	Principais desenvolvimentos no sector eléctrico e no sector do gás natural.....	14
2.2.1	Mercado grossista	14
2.2.1.1	Sector eléctrico.....	14
2.2.1.2	Sector do gás natural.....	16
2.2.2	Mercado retalhista	16
2.2.2.1	Sector eléctrico.....	16
2.2.2.2	Sector do gás natural.....	19
2.2.3	Infra-estruturas	19
2.2.3.1	Sector eléctrico.....	19
2.2.3.2	Sector do gás natural.....	21
2.2.4	Regulação/Unbundling	22
2.2.4.1	Sector eléctrico.....	22
2.2.4.2	Sector do gás natural.....	22
2.2.5	Segurança de abastecimento.....	23
2.2.5.1	Sector eléctrico.....	23
2.2.5.2	Sector do gás natural.....	24
2.2.6	Principais alterações legislativas.....	25
2.2.6.1	Enquadramento legislativo nacional	25
2.2.6.2	3.º pacote de directivas comunitárias	26
2.3	Principais matérias tratadas pela ERSE	27
2.3.1	Desenvolvimento do mercado de energia eléctrica	28
2.3.2	Desenvolvimento do mercado de gás natural.....	33
2.3.3	Ambiente e eficiência energética	34
2.3.4	Protecção dos consumidores.....	35
3	REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	37

3.1	Matérias de regulação	37
3.1.1	Geral.....	37
3.1.2	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	41
3.1.3	Regulação das empresas de redes de transporte e distribuição.....	45
3.1.3.1	Operadores de redes em Portugal continental e nas Regiões Autónomas	45
3.1.3.2	Tarifas de acesso às redes de energia eléctrica.....	46
3.1.3.3	Continuidade de serviço	59
3.1.3.4	Ligação às redes	64
3.1.3.5	Balanço.....	66
3.1.4	Separação dos operadores das redes	69
3.1.4.2	Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	74
3.2	Concorrência.....	75
3.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	75
3.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais	83
3.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência	100
3.2.3.1	Definição do conceito de operador dominante.....	100
3.2.3.2	Libertação de capacidade de produção.....	102
3.2.3.3	Operações de concentração e articulação com a Autoridade da Concorrência	104
4	REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL	105
4.1	Matérias de regulação	105
4.1.1	Geral.....	105
4.1.2	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas infra-estruturas	106
4.1.2.1	Atribuição de capacidade nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural.....	106
4.1.2.2	Mecanismo de resolução de congestionamentos.....	107
4.1.3	Regulação dos operadores da rede pública de gás natural	107
4.1.3.1	TARIFAS ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL.....	107
4.1.3.2	QUALIDADE DE SERVIÇO	113
4.1.3.3	Balanço.....	113
4.1.3.4	Acesso ao armazenamento, <i>linepack</i> e outros serviços de sistema.....	114
4.1.4	Separação dos operadores das infra-estruturas.....	115
4.1.4.1	Análise por actividade.....	116
4.2	Concorrência.....	123
4.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	123
4.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais de gás natural.....	123
4.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência	125
5	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	127
5.1	Electricidade	127
5.1.1	Breve caracterização de 2007.....	127
5.1.2	Planeamento das redes e investimentos na produção	131
5.2	Gás	133
5.2.1	Breve caracterização de 2007.....	133
5.2.2	Segurança de abastecimento no Sistema Nacional de Gás Natural	134
5.2.2.1	Reservas de segurança.....	134

5.2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.....	134
5.2.2.3	Terminal de GNL	135
5.2.2.4	Importação e diversificação de fontes de abastecimento	136
5.2.2.5	Contratos de aprovisionamento de longo prazo	137
5.2.2.6	Definição e aplicação de medidas de emergência.....	138
6	SERVIÇO PÚBLICO	139
6.1	Obrigações de serviço público.....	139
6.1.1	Sector Eléctrico	140
6.1.2	Sector do Gás Natural.....	142
6.2	Condições Gerais dos Contratos de Fornecimento	142
6.2.1	Sector Eléctrico	142
6.2.2	Sector do Gás Natural.....	143
6.3	Disposições legislativas relativas às tarifas de venda a clientes finais.....	143

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Número total de clientes no mercado liberalizado em 2007.....	40
Figura 3-2 – Consumos no mercado liberalizado em 2007 (Consumo mensal anualizado).....	41
Figura 3-3 – Aditividade tarifária aplicada ao cálculo da tarifa de acesso.....	50
Figura 3-4 - Preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes de Janeiro a Agosto de 2007.....	54
Figura 3-5 - Estrutura dos preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes de Janeiro a Agosto de 2007.....	55
Figura 3-6 - Decomposição do preço médio pago pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes de Janeiro a Agosto de 2007.....	56
Figura 3-7 – Mecanismo de incentivo à continuidade de serviço.....	59
Figura 3-8 – Evolução dos desvios (2007).....	68
Figura 3-9 – Custo e preço da energia eléctrica em Portugal e preço em Espanha - 2007.....	77
Figura 3-10 – Evolução do consumo referido à emissão e da ponta mensal em 2007 Portugal continental.....	79
Figura 3-11 – Consumo nacional e contributo para a sua satisfação em 2007.....	80
Figura 3-12 – Indicadores de concentração na contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional Portugal continental.....	82
Figura 3-13 – Aditividade tarifária aplicada ao cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais.....	86
Figura 3-14 - Preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig que vigoraram de Janeiro a Agosto de 2007.....	88
Figura 3-15 - Estrutura dos preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig que vigoraram de Janeiro a Agosto de 2007.....	89
Figura 3-16 - Evolução dos consumos no MR e no ML e do peso relativo do ML Portugal continental.....	92
Figura 3-17 – Distribuição do número de clientes no ML por segmento.....	93
Figura 3-18 - Distribuição do consumo no ML por segmento.....	94
Figura 3-19 – Número de clientes no ML por comercializador.....	95
Figura 3-20– Consumo de clientes no ML por comercializador.....	96
Figura 4-1 – Estrutura accionista dos operadores da rede de distribuição.....	119

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais entre 2007 e 2006	18
Quadro 2-2 - Variação das tarifas de Acesso às Redes de 2006 para 2007 em Portugal continental	20
Quadro 2-3 – Evolução mensal das situações de congestionamentos na Interligação Portugal-Espanha, verificadas no 2.º Semestre de 2007.....	20
Quadro 2-4 - Variação das tarifas de acesso entre 2006-2007 e 2007-2008.....	21
Quadro 2-5 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais a partir de Setembro de 2007, em Portugal continental.....	29
Quadro 2-6 - Variação das tarifas de Acesso às Redes a partir de Setembro de 2007, em Portugal continental.....	30
Quadro 3-1 - Discriminação dos custos incluídos nas tarifas a pagar pelo acesso às redes de Janeiro a Agosto de 2007.....	52
Quadro 3-2 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em AT de Janeiro a Agosto de 2007.....	53
Quadro 3-3 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTE de Janeiro a Agosto de 2007.....	53
Quadro 3-4 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTN Bi-horária <20,7kVA e >2,3kVA de Janeiro a Agosto de 2007.....	53
Quadro 3-5 - Caracterização dos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig em 2007.....	54
Quadro 3-6 - Preços médios das tarifas de Acesso às Redes de Janeiro a Agosto de 2007.....	57
Quadro 3-7 - Variação das tarifas de Acesso às Redes a partir de Setembro de 2007, em Portugal continental.....	57
Quadro 3-8 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2007.....	61
Quadro 3-9 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma dos Açores constituídas por sistema de transporte e distribuição, 2007.....	62
Quadro 3-10 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma dos Açores constituídas apenas por redes de distribuição, 2007.....	63
Quadro 3-11 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma da Madeira, 2007.....	64
Quadro 3-12 – Tipos de desvio, por função.....	67
Quadro 3-13 – Desvio total anual e valores unitários (2007).....	68
Quadro 3-14 – Contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional Portugal continental.....	81
Quadro 3-15 - Caracterização da procura por tipo de fornecimento	84
Quadro 3-16 - Distribuição de consumos e de clientes de MAT, AT, MT e BT não domésticos, por classes de consumo	84
Quadro 3-17 - Distribuição de consumos e de clientes domésticos de BTN, por classes de consumo	85
Quadro 3-18 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais que vigoraram de Janeiro a Agosto de 2007.....	89
Quadro 3-19 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais a partir de Setembro de 2007, em Portugal continental.....	91
Quadro 3-20 – Pedidos de informação em 2007	99

Quadro 3-21 – Reclamações em 2007	99
Quadro 4-1 - Discriminação dos custos incluídos nas tarifas a pagar pelo acesso às infra-estruturas de Alta Pressão	111
Quadro 4-2 - Preços médios a pagar pelo acesso às infra-estruturas de gás natural de Alta Pressão.....	112
Quadro 4-3 – Consumos de gás natural	121
Quadro 4-4 – Preços de gás natural publicados pelo Eurostat.....	125
Quadro 5-1 – Repartição da produção.....	128
Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo.....	128
Quadro 5-3 – Potência máxima anual.....	129
Quadro 5-4 – Evolução da potência máxima	129
Quadro 5-5 – Parque electroprodutor	130
Quadro 5-6 – Margem de capacidade.....	131
Quadro 5-7– Evolução prevista para a PRE	132
Quadro 5-8 – Actividade comercial de procura de gás natural	133
Quadro 5-9 – Aprovisionamento de gás natural	133
Quadro 5-10 – Capacidade útil de armazenamento e capacidade de emissão para a RNTGN	135
Quadro 5-11 – Actividade do terminal de GNL – Tráfego de GNL.....	135
Quadro 5-12 - RNTGN – entradas e saídas.....	136

1 NOTA DE ABERTURA

O ano de 2007 foi caracterizado por um conjunto de acontecimentos que marcaram a evolução dos sectores eléctrico e do gás natural em Portugal com destaque por um lado para a concretização do mercado ibérico de electricidade (MIBEL) e, por outro lado, para os primeiros passos da regulação económica do sector do gás natural, após a consolidação do enquadramento organizativo do sector ocorrido em 2006.

Relativamente ao MIBEL refere-se, desde logo, o acordo estabelecido entre os Governos de Portugal e de Espanha, em 8 de Março de 2007, no sentido de harmonizar um conjunto de matérias regulatórias, com o objectivo de aprofundar o desenvolvimento e consolidação deste mercado, integradas em seis áreas principais:

- Definição dos princípios gerais de organização e gestão do Operador de Mercado Ibérico (OMI).
- Reforço da articulação entre os Operadores de Sistema de Portugal e de Espanha.
- Definição de regras comuns para aumentar a concorrência no espaço do MIBEL e mitigar os riscos de abuso de poder de mercado.
- Definição de um plano de harmonização tarifária entre os dois países, designadamente quanto à adaptação do calendário das tarifas de último recurso e às tarifas de acesso.
- Implementação de um mecanismo de gestão conjunta das interligações entre Portugal e Espanha assente na acção conjugada de market splitting e de leilões explícitos.
- Harmonização dos mecanismos de garantia de potência, em respeito das especificidades de cada sistema.

Em termos de concretização, foram elaborados diversos estudos promovidos pelo Conselho de Reguladores, para cuja elaboração foram constituídos grupos de trabalho integrando representantes dos dois reguladores sectoriais, ERSE e CNE, versando as seguintes temáticas de harmonização regulatória:

- Mecanismo de garantia de potência (incentivo à garantia de abastecimento).
- Repartição das capacidades de interligação entre os mecanismos de separação de mercados (*market splitting*) e os leilões explícitos.
- Apresentação de um calendário harmonizado de substituição de todos os contadores por outros que permitam a teledivisão e de uma proposta harmonizada de especificações e funcionalidades mínimas dos contadores para o segmento doméstico e das pequenas empresas.
- Introdução do conceito de operador dominante ibérico, no âmbito da definição de regras comuns para aumentar a concorrência no MIBEL, por forma à determinação anual dos agentes que verifiquem a condição de operador dominante e à aplicação de limitações e restrições harmonizadas a estes agentes.

- Convergência das tarifas de acesso, de modo a que no âmbito da construção do MIBEL a estrutura das tarifas seja similar em Portugal e em Espanha.
- Harmonização dos procedimentos de mudança de comercializador, no âmbito dos incentivos à liberalização.

Todos os trabalhos foram já concluídos e as respectivas conclusões entregues aos Governos, com excepção dos dois últimos que estão em vias de conclusão.

Relativamente à consolidação e aprofundamento do mercado, com a cessação de todos os contratos de aquisição de energia (CAE) dos centros electroprodutores detidos pelo incumbente, o grupo EDP, e a entrada em vigor de um mecanismo de compensação pelos custos ociosos (*stranded costs*), resultantes da quebra do vínculo contratual, foram criadas as condições para o arranque do mercado organizado de electricidade, a nível ibérico, que ocorreu a 1 de Julho de 2007.

Para os dois CAE que não cessaram, detidos pelos operadores independentes, Turbogás e Tejo Energia, a operação das respectivas centrais e a colocação das suas produções em mercado, passaram a ser efectuadas por uma entidade empresarial, criada especificamente para o efeito.

Associado ao arranque do mercado organizado e ao quadro legislativo nacional que o operacionalizou salienta-se, em matéria tarifária, a revisão extraordinária das Tarifas de Venda a Clientes Finais de Energia Eléctrica justificada pela necessidade de acolher as alterações regulatórias daí decorrentes. Neste contexto, ERSE publicou, em Agosto de 2007, novas tarifas de venda a clientes finais para vigorar no período que decorre de Setembro a Dezembro de 2007.

Finalmente, ainda no âmbito do sector eléctrico, é relevante assinalar que 2007 foi o primeiro ano integral de total liberalização do sector eléctrico, depois de, a 4 de Setembro de 2006, se ter iniciado a operação da plataforma logística que veio permitir aos clientes em baixa tensão normal (na sua esmagadora maioria clientes residenciais) exercerem livremente o seu direito de escolha de fornecedor.

Efectivamente, o número de clientes no mercado liberalizado continuou a crescer durante 2007 (passando de 30 000 no final de Janeiro para cerca de 150 000 em 31 de Dezembro) apesar da evolução do volume transaccionado neste mercado ter aumentado só até Junho, tendo depois começado a diminuir, graças à menor competitividade face às tarifas reguladas.

Perspectivando os acontecimentos marcantes para o sector do gás natural assinala-se, antes de mais, que a reestruturação iniciada em 2006, que levou à reorganização de todo o sector empresarial do gás natural, nomeadamente à separação jurídica e contabilística entre as actividades de exploração das infra-estruturas e de comercialização de gás natural, teve a sua sequência em 2007, traduzida, designadamente por: (i) abertura de mercado para os produtores de energia eléctrica em regime

ordinário; (ii) a separação contabilística (para todas as empresas) e jurídica (para as empresas com mais de 100.000 consumidores) entre as actividades de distribuição e de comercialização.

Neste novo quadro, importava definir tarifas de acesso que reflectissem os custos incorridos e que, simultaneamente, fossem incentivadoras do investimento. É neste contexto que a ERSE estabelece, pela primeira vez, as seguintes tarifas para o ano gás 2007-2008: (i) Uso do terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito; (ii) Uso do Armazenamento subterrâneo; (iii) Uso da Rede de Transporte; (iv) Acesso às Redes.

Relativamente às tarifas de Venda a Clientes Finais de gás continuaram, em 2007, a ser homologados pelo Ministério da Economia e da Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas, nos termos dos contratos de concessão em vigor.

Uma outra perspectiva que importa sublinhar para este sector respeita as acções desenvolvidas visando a criação do Mercado Ibérico do Gás (MIBGÁS).

Com este objectivo e com base nas linhas orientadoras emanadas do Plano de Compatibilização já referido, as duas entidades reguladoras, ERSE e CNE, desenvolveram, durante 2007, um trabalho cujas conclusões foram entregues aos respectivos governos no início de 2008, e do qual constavam não só os princípios de funcionamento do MIBGÁS mas também o *Road Map* para o seu desenvolvimento.

De entre estes princípios, destacam-se: (i) a necessidade de agilizar o processo de reconhecimento dos comercializadores, (ii) a harmonização das tarifas de acesso às redes e interligações e (iii) a harmonização das regras de constituição de reservas de gás natural.

As questões transversais ao sector energético, designadamente ao nível do ambiente, da eficiência energética no consumo bem como a protecção dos consumidores, continuaram a constituir eixos de intervenção da ERSE na perspectiva de contribuir para a existência de condições, cada vez, melhores para o desenvolvimento sustentado do sector.

Relativamente à vertente ambiental, refere-se a continuação das acções relativas ao acompanhamento do desempenho ambiental das empresas reguladas; no que respeita à eficiência energética, sublinha-se o facto de 2007 ter sido o primeiro da aplicação do Plano para a Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC).

Finalmente, a protecção dos consumidores, que constitui actividade de referência da ERSE ao nível do exercício das suas responsabilidades de regulação, foi alvo de um reforço organizacional na perspectiva de uma capacidade de resposta acrescida nomeadamente nas matérias de reclamações, pedidos de informação e formação do consumidor de energia.

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 Energia.
- 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.
- 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 Energia – Pólo Español, SA.
- OMI – Operador de Mercado Ibérico.

- OMIClear – 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.
- 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.
- SENV – Sistema Eléctrico não Vinculado.
- SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público.
- 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 SUMÁRIO E PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS DO ÚLTIMO ANO

2.1 ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DA ERSE

2.1.1 ÓRGÃOS

2.1.1.1 CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) é composto por:

- Um presidente.
- Dois vogais.

Os membros do Conselho de Administração são nomeados por resolução do Conselho de Ministros, sob proposta do Ministro da Economia e da Inovação, de entre pessoas que possuam qualificações adequadas e reconhecida competência técnica e profissional e são nomeados por um período de cinco anos, renovável por uma vez. O início dos mandatos é desfasado no tempo. Não pode ser nomeado para o Conselho de Administração da ERSE quem seja ou tenha sido membro dos corpos gerentes das empresas dos sectores da electricidade ou do gás natural nos últimos dois anos, ou seja ou tenha sido trabalhador ou colaborador permanente das mesmas com funções de direcção ou chefia no mesmo período de tempo. Após o termo das suas funções, os membros do Conselho de Administração ficam impedidos, pelo período de dois anos, de desempenhar qualquer função ou prestar qualquer serviço às empresas dos sectores regulados. Os membros do Conselho de Administração exercem as suas funções em regime de exclusividade, excepto no que se refere ao exercício de funções docentes no ensino superior em tempo parcial.

2.1.1.2 CONSELHO CONSULTIVO E CONSELHO TARIFÁRIO

O Conselho Consultivo é o órgão da ERSE de consulta, apoio e participação na definição das linhas gerais de actuação da ERSE. Ao Conselho Consultivo compete emitir parecer, nomeadamente, sobre:

- O plano de actividades e o orçamento da ERSE.
- O relatório de actividades e as contas da ERSE.
- Pareceres da ERSE sobre padrões de segurança.
- Propostas de alteração de regulamentos.
- Outras matérias que o Conselho de Administração entenda submeter-lhe.

O Conselho Consultivo é constituído por 28 membros, representantes do Governo (Economia, Finanças, Ambiente e Defesa do Consumidor), dos Governos Regionais dos Açores e da Madeira, dos Municípios, da Administração Pública (Direcção Geral do Consumidor, Direcção-Geral de Energia e Geologia, Agência Portuguesa do Ambiente), da Autoridade da Concorrência, associações de consumidores e das empresas reguladas. O Conselho Consultivo organiza-se em duas secções, uma para o sector eléctrico e outra para o sector do gás natural.

O Conselho Tarifário é o órgão específico de consulta e apoio para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços. Ao Conselho Tarifário compete emitir parecer sobre:

- Proposta de regulamentos tarifários.
- Proposta de tarifas e preços.

O Conselho Tarifário é constituído por 17 membros, representantes da Direcção Geral do Consumidor, dos Municípios, das associações de consumidores e das empresas reguladas. O Conselho Tarifário organiza-se em duas secções, uma para o sector eléctrico e outra para o sector do gás natural.

Os pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário não são vinculativos, sendo publicitados pela ERSE e disponibilizados na sua página na Internet. Esta publicitação deverá incluir a justificação do posicionamento da ERSE quando não forem seguidas as orientações constantes dos pareceres emitidos.

2.1.2 PRINCIPAIS OBJECTIVOS ESTATUTÁRIOS

Os principais objectivos estatutários da ERSE são:

- Proteger os direitos e interesses dos consumidores em relação a preços, serviços e qualidade de serviço, bem como promover a informação e o esclarecimento dos consumidores de energia, em coordenação com as entidades competentes.
- Velar, sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades, pelo cumprimento, por parte dos operadores dos sectores do gás natural e da electricidade, das obrigações de serviço público e demais obrigações estabelecidas nas leis e nos regulamentos, bem como nos contratos de concessão e nas licenças.
- Arbitrar e resolver os litígios que surjam no âmbito da electricidade e do gás natural, nos termos definidos na lei.
- Implementar a liberalização do sector eléctrico e do sector do gás natural e fomentar a concorrência de modo a melhorar a eficiência das actividades sujeitas à sua regulação.
- Assegurar a objectividade das regras de regulação e a transparência das relações comerciais entre operadores e entre estes e os consumidores.

- Contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais nos sectores regulados, estimulando, nomeadamente, a adopção de práticas que promovam a utilização eficiente da electricidade e do gás natural e a existência de padrões adequados de qualidade do serviço e de defesa do meio ambiente.
- Contribuir para a progressiva adaptação do enquadramento regulatório ao desenvolvimento dos sectores da electricidade e do gás natural e ao atempado cumprimento da legislação comunitária aplicável, no sentido da realização do mercado interno da energia.
- Coordenar com a Autoridade da Concorrência a aplicação da lei da concorrência no sector da energia.
- Acompanhar a actividade das entidades reguladoras afins, bem como as experiências estrangeiras de regulação da energia, e estabelecer relações com entidades reguladoras congéneres e com os organismos comunitários e internacionais relevantes.
- Promover a investigação sobre o mercado da electricidade e do gás natural e sobre a sua regulação e desenvolver as iniciativas e estabelecer os protocolos de associação ou de cooperação que se revelarem adequados, sem prejuízo da sua independência.

2.1.3 COMPETÊNCIAS

A ERSE dispõe de competências de várias naturezas: regulamentar, sancionatória, inspectiva e consultiva. Descrevem-se de seguida os principais instrumentos à sua disposição para cumprimento dos objectivos estatutários.

Embora a ERSE estatutariamente tenha competência sancionatória, a verdade é que actualmente ainda não dispõe de um regime jurídico sancionatório que lhe permita exercer essa competência. Para suprir esta falta, a ERSE apresentou em 2007 ao Governo um projecto de diploma legal, que ainda não foi aprovado. Assim, na prática, a ERSE não pode exercer esta competência. A falta de um regime jurídico sancionatório ao dispor da ERSE fragiliza a eficácia das suas decisões e diminui a regularidade e o bom funcionamento dos sectores por si regulados.

2.1.3.1 REGULAMENTOS

A publicação dos regulamentos da ERSE é precedida de consulta pública, cujo procedimento se encontra estabelecido no artigo 23.º dos seus Estatutos. No âmbito desta consulta pública, são ouvidos o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário, consoante as matérias, bem como as demais entidades administrativas competentes, as associações de defesa dos consumidores e as empresas reguladas. As propostas da ERSE, acompanhadas dos respectivos documentos justificativos, são enviadas àquelas entidades e colocadas na sua página na internet. Durante um período de 30 dias, todos os interessados podem apresentar os seus comentários e sugestões. Depois a ERSE procede a aprovação dos

regulamentos, justificando num documento as suas decisões e respondendo aos comentários e às sugestões recebidos. Este documento é afixado na sua página na internet, sendo os regulamentos enviados para publicação no Diário da República, II Série.

No âmbito do sector eléctrico cabe à ERSE elaborar e fiscalizar o cumprimento dos seguintes regulamentos:

- Acesso às Redes e às Interligações.
- Operação das Redes.
- Relações Comerciais.
- Tarifário.

Cabe, ainda, à ERSE apresentar à Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) uma proposta para as disposições de natureza comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço, bem como verificar a integral aplicação deste regulamento, incluindo as disposições de natureza técnica.

No âmbito do sector do gás natural, cabe à ERSE elaborar e fiscalizar o cumprimento dos seguintes regulamentos:

- Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações.
- Operação das Infra-estruturas.
- Qualidade de Serviço.
- Relações Comerciais.
- Tarifário.

2.1.3.2 TARIFAS E PREÇOS

A ERSE estabelece periodicamente os valores das tarifas e dos preços a aplicar, quer para o sector eléctrico, quer para sector do gás natural. Os valores das tarifas e dos preços a aplicar são estabelecidos nos termos do Regulamento Tarifário de cada um destes sectores.

A aprovação pela ERSE das tarifas e dos preços é precedida de parecer do Conselho Tarifário, dos comentários de entidades administrativas e das empresas reguladas.

As tarifas e preços são publicados no Diário da República, II Série.

2.1.3.3 CONCESSÕES E LICENÇAS DE SERVIÇO PÚBLICO

No âmbito dos contratos de concessão, cujas bases foram aprovadas ao abrigo dos Decretos-Lei n.º 29/2006 e n.º 30/2006, ambos de 15 de Fevereiro, e objecto de regulamentação complementar, compete à ERSE verificar, em matérias de regulação, o cumprimento destes contratos, sem prejuízo das competências atribuídas à DGEG.

2.1.3.4 FISCALIZAÇÃO E SANÇÕES

A ERSE tem competências de fiscalização do cumprimento dos seus regulamentos e decisões.

No âmbito da protecção ao consumidor a ERSE deve, regularmente, inspecionar os registos das queixas e reclamações dos consumidores apresentadas às entidades concessionárias ou licenciadas podendo, também, ordenar a investigação de queixas e reclamações que lhe sejam directamente apresentadas pelos consumidores, desde que se integrem no âmbito das suas competências.

Pode, ainda, recomendar as entidades concessionárias ou licenciadas as providências necessárias à reparação das justas queixas dos utentes.

No âmbito da defesa da concorrência, a ERSE deve participar à Autoridade da Concorrência as infracções à lei de defesa da concorrência de que tome conhecimento no desempenho das suas funções.

Tal como o anteriormente referido, a ERSE tem estatutariamente competência sancionatória.

2.1.3.5 INQUÉRITOS E AUDITORIAS

A ERSE pode determinar, por sua iniciativa ou mediante solicitação do Ministro da Economia e da Inovação, a realização de sindicâncias, inquéritos ou auditorias às entidades concessionárias ou licenciadas, desde que tenham por objecto matérias que se enquadrem no âmbito das suas competências. A ERSE pode, no âmbito da fiscalização e supervisão dos seus regulamentos, determinar outras auditorias, designadamente em matérias de qualidade de serviço e relacionamento comercial dos agentes.

2.1.3.6 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS E ARBITRAGEM VOLUNTÁRIA

A intervenção da ERSE na área da resolução de conflitos concretiza-se, designadamente, na instrução de processos de mediação e de conciliação. A mediação e a conciliação são mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos, de carácter voluntário, através dos quais a ERSE não pode impor uma solução ao caso concreto, mas pode recomendá-la (mediação) ou sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o litígio que as opõe (conciliação).

Na esteira das recomendações europeias sobre os princípios aplicáveis às entidades que actuam em prol da resolução extrajudicial dos litígios de consumo, a ERSE aprovou, em Outubro de 2002, o Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos (RMC).

No âmbito da resolução extrajudicial de conflitos, a ERSE deve ainda fomentar a arbitragem voluntária para a resolução de conflitos de natureza comercial ou contratual entre as entidades concessionárias e licenciadas e entre elas e os consumidores. Pode também cooperar na criação de centros de arbitragem e estabelecer acordos com centros de arbitragem.

2.1.4 INDEPENDÊNCIA E RESPONSABILIZAÇÃO

2.1.4.1 INDEPENDÊNCIA

A ERSE é uma pessoa colectiva de direito público dotada de autonomia administrativa e financeira e de património próprio e que se rege pelos seus Estatutos, pelas disposições legais que lhe sejam especificamente aplicáveis e, subsidiariamente, pelo regime jurídico das entidades públicas empresariais, ressalvadas as regras incompatíveis com a sua natureza. A ERSE é independente no exercício das suas funções, no quadro da lei, sem prejuízo dos princípios orientadores de política energética fixados pelo Governo, nos termos constitucionais e legais, e dos actos sujeitos a tutela ministerial, nos termos previstos na lei.

Os membros do Conselho de Administração só podem ser demitidos pelo Governo em caso de incapacidade ou de falta grave comprovada.

Contudo, sem prejuízo da sua independência orgânica e funcional, formal e estatutariamente afirmada, a ERSE está sujeita, nos termos dos seus Estatutos, à tutela do Ministro da Economia e da Inovação e, quando for caso disso, do Ministro das Finanças. Neste âmbito, deverão ter aprovação ministerial:

- O plano de actividades e o orçamento.
- O relatório de actividades e as contas.
- O regulamento dos serviços.
- O regulamento de recrutamento de pessoal e a tabela das respectivas remunerações.

O orçamento da ERSE é integrado no Orçamento do Estado. Este regime de integração limita a independência da ERSE, sujeitando-a, nos termos gerais, a um regime financeiro de intervenção governamental, dependente de autorizações dos Ministros da área da Energia e das Finanças, designadamente em matéria de aquisição de bens e de recrutamento de pessoal para o seu quadro.

Esta tutela ministerial, reforçada pelo facto de o orçamento da ERSE ter passado a partir de 2003 a integrar o Orçamento do Estado e sujeitar-se às regras de sua execução, apesar de as receitas do orçamento de funcionamento da ERSE serem exclusivamente provenientes das tarifas pagas pelos consumidores, afecta a sua autonomia de gestão, atingindo, naturalmente, os princípios da sua independência, quer financeira quer no desempenho das suas actividades.

Para assegurar a sua independência enquanto entidade reguladora, a ERSE reclama para os seus estatutos a indispensável autonomia de gestão, que assenta nos seguintes fundamentos:

- As receitas do seu orçamento de funcionamento são exclusivamente provenientes das tarifas pagas pelos consumidores, não beneficiando de qualquer dotação do orçamento do Estado.
- A autonomia de gestão é a garantia da sua independência administrativa, financeira e técnica, já que as entidades sujeitas a tutela administrativa e financeira, decorrente dos seus orçamentos integrarem o Orçamento do Estado, estão sujeitas à tutela ministerial. Ora a tutela ministerial, seja qual a forma que assume, constitui um instrumento para o Governo intervir na vida de uma entidade administrativa.
- A autonomia de gestão impõe-se para impedir a captura regulatória pelos interesses regulados, impedindo a parcialidade das decisões e promovendo a racionalidade das mesmas, por forma a que o interesse público subjacente não seja posto em causa. Na situação actual, esta tutela ministerial condiciona a gestão do orçamento da ERSE e das suas actividades.
- A ERSE está sujeita permanentemente ao escrutínio do seu Conselho Consultivo onde se encontram representados todos os interesses relevantes dos sectores regulados: Institucionais, designadamente através dos representantes dos Ministros das Finanças e de Economia, das empresas reguladas e dos consumidores.
- A ERSE está sujeita à fiscalização e à auditoria do Tribunal de Contas.
- A ERSE está sujeita à fiscalização do Fiscal Único.
- A ERSE está sujeita a outras auditorias administrativas e promove auditorias através de entidades externas independentes.
- A ERSE publicita o seu orçamento e o relatório das suas contas, em especial através da sua página na internet.

2.1.4.2 RESPONSABILIZAÇÃO

A ERSE é responsável perante os órgãos de soberania nacionais, nos seguintes termos:

- A ERSE tem de submeter o seu projecto de orçamento, que se integra no Orçamento do Estado, a apreciação do seu Fiscal Único, do Conselho Consultivo e à aprovação posterior do Ministro da Economia e da Inovação. O Orçamento do Estado é aprovado pela Assembleia da República.

- O Relatório e as Contas Anuais são igualmente submetidos a parecer do Fiscal Único e do Conselho Consultivo e, posteriormente, submetidos à aprovação dos Ministros das Finanças e da Economia.
- Também anualmente, é enviado ao Governo, para ser presente igualmente à Assembleia da República, um relatório anual sobre as suas actividades de regulação.
- O Presidente do Conselho de Administração responde, sempre que lhe for solicitado, aos pedidos de audição que lhe sejam dirigidos pela comissão competente da Assembleia da República, para prestar informações ou esclarecimentos sobre as suas actividades.
- Outra vertente da responsabilização da ERSE é para com os Tribunais, pois os titulares dos órgãos da ERSE e os seus funcionários e agentes respondem criminal e disciplinarmente pelos actos e omissões que pratiquem no exercício das suas funções, nos termos da lei em vigor.
- A actividade de natureza administrativa fica sujeita à jurisdição administrativa, nos termos da respectiva legislação. As sanções por infracções contra-ordenacionais são impugnáveis, nos termos gerais, junto dos tribunais judiciais.
- A ERSE está ainda sujeita à jurisdição do Tribunal de Contas, nos termos da legislação competente.

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

2.2.1 MERCADO GROSSISTA

2.2.1.1 SECTOR ELÉCTRICO

O desenvolvimento do mercado grossista em Portugal durante o ano de 2007 foi, naturalmente, enquadrado pelos desenvolvimentos do Mercado Ibérico para a Electricidade (MIBEL) e, em particular, pelos passos que foram dados para o aprofundamento desta experiência de integração dos mercados português e espanhol.

Desde logo, será importante referir o acordo estabelecido entre os Governos de Portugal e de Espanha, no sentido de harmonizar um conjunto de matérias regulatórias e, com isso, aprofundar o desenvolvimento e a consolidação do MIBEL. As matérias referidas no âmbito do citado acordo, formalizado a 8 de Março de 2007, dividiam-se em seis áreas principais:

- Definição dos princípios gerais de organização e gestão do Operador de Mercado Ibérico (OMI) que deverá integrar numa única entidade os pólos de contratação à vista e de contratação a prazo.

- Reforço da articulação entre os Operadores de Sistema de Portugal e de Espanha, no sentido de contribuir para o reforço das interligações entre os dois países.
- Definição de regras comuns para aumentar a concorrência no espaço do MIBEL e mitigar os riscos de abuso de poder de mercado, nomeadamente com a adopção de um conceito harmonizado e integrado de operador dominante, com as respectivas obrigações e limitações.
- Definição de um plano de harmonização tarifária entre os dois países, designadamente quanto à adaptação do calendário das tarifas de último recurso e às tarifas de acesso, bem como nas regras em que assente um mecanismo de interruptibilidade.
- Implementação de um mecanismo de gestão conjunta das interligações entre Portugal e Espanha assente na acção conjugada de *market splitting* e de leilões explícitos, no sentido de otimizar a utilização das interligações e potenciar a concorrência nos mercados.
- Harmonização dos mecanismos de garantia de potência, em respeito das especificidades de cada sistema.

Ainda no âmbito do mencionado acordo de 8 de Março, foi consagrada a possibilidade de realização de leilões de libertação de capacidade de produção (VPP)¹, com o intuito de fomentar o aparecimento de novos comercializadores no MIBEL e, assim, contribuir para um mercado ibérico mais competitivo e participado.

De uma forma geral, a concretização dos leilões de libertação de capacidade de produção em Portugal permitiu o aparecimento de entidades interessadas na aquisição de opções sobre a compra de energia eléctrica diversas dos agentes que tradicionalmente vinham operando como comercializadores. Contudo, o exercício das opções de compra por parte dessas entidades não se veio a reflectir na sua entrada no segmento de comercialização de energia, optando estas, na generalidade das situações, por colocarem o produto das suas opções de compra exercidas em mercado diário.

O início da operação do mercado diário do MIBEL, gerido pelo OMEL, é um dos mais importantes desenvolvimentos ocorridos no mercado grossista português durante o ano de 2007. A 15 de Junho de 2007 cessaram todos os contratos de aquisição de energia (CAE) dos centros electroprodutores detidos pelo incumbente, o grupo EDP, conduzindo à entrada em vigor de um mecanismo de compensação legal pelos custos ociosos (*stranded costs*) resultantes da quebra do vínculo contratual, ficando apenas em vigor os CAE de dois centros electroprodutores, passando a operação destas centrais e a colocação das respectivas produções em mercado a ser efectuadas por uma entidade empresarial, a REN Trading, criada na dependência da holding (REN SGPS) que detém o operador da rede de transporte. Na sequência da cessação dos CAE, a partir de 1 de Julho de 2007, as entidades produtoras de energia eléctrica em regime ordinário passaram a efectuar as suas ofertas de venda no âmbito do mercado.

¹ *Virtual Power Plant*

Nos seis meses de funcionamento do mercado diário ibérico, veio a verificar-se uma significativa saturação da interligação no sentido importador português e uma correspondente vigência do regime de separação de mercado. Na realidade, em cerca de 80% do tempo, o preço formado no mercado diário foi diferenciado para Portugal e para Espanha, reflectindo o facto das transacções económicas geradas em mercado esgotarem a capacidade de interligação comercialmente disponível. A magnitude média dos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha durante o segundo semestre de 2007 situou-se em 10 €/MWh.

A existência destes diferenciais de preço no âmbito do mercado diário, podendo ser expectável em virtude das diferenças estruturais dos dois sistemas ibéricos, designadamente quanto à composição do parque electroprodutor português e espanhol, não deixa de acentuar a evidência de um ainda insuficiente grau de integração dos dois mercados e da correspondente necessidade de acções estruturais orientadas para aprofundar a integração dos dois mercados.

2.2.1.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

Apesar da abertura de mercado aos centros electroprodutores ocorrida em 2007, ainda não existe um mercado grossista relevante.

2.2.2 MERCADO RETALHISTA

2.2.2.1 SECTOR ELÉCTRICO

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Torna-se relevante assinalar que 2007 foi o primeiro ano completo de total liberalização do sector eléctrico, depois de, a 4 de Setembro de 2006, se ter iniciado a operação da plataforma logística que veio permitir aos clientes em baixa tensão normal (na sua esmagadora maioria clientes residenciais) exercerem livremente o seu direito de escolha de fornecedor.

Contudo, se é verdade que 2007 fica marcado pelo facto de ser o primeiro ano completo de liberalização do sector eléctrico, também não deixa de ser assinalável que o grau de penetração dos fornecimentos no mercado liberalizado no conjunto do consumo nacional sofreu uma redução face a 2006, especialmente notória a partir do início do segundo semestre.

A explicação para a redução da percentagem de consumo em mercado liberalizado encontra-se principalmente no facto das tarifas reguladas durante 2007 incorporarem um subsídio equivalente ao défice resultante das tarifas terem sofrido um aumento inferior à evolução dos custos, conforme decisão do Governo (Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro). Além deste facto, podem apontar-se

outras situações que também contribuíram com um maior ou menor peso relativo, para a redução do mercado liberalizado. Uma primeira explicação tem que ver com a evolução dos preços de aprovisionamento da energia eléctrica fornecida em mercado liberalizado, especialmente ao nível do mercado diário, em que se verificou uma tendência de crescimento ao longo do ano e, em especial, durante o segundo semestre de 2007. Ao défice *ex-ante* adicionou-se um desvio *ex-post*.

A evolução crescente dos preços de energia nos mercados grossistas constitui um factor de degradação da capacidade competitiva dos comercializadores, tanto mais evidente quanto mais estável ao longo do ano forem os padrões de referência e comparação dos preços por ele praticados – no essencial, as tarifas reguladas de fornecimento pelo comercializador de último recurso. Em acréscimo, o facto dos grupos empresariais, com excepção do grupo EDP, onde os comercializadores estão integrados não possuem meios de produção em Portugal e a não existência de um mecanismo de atribuição prévia de capacidade na interligação que permita a contratação bilateral de energia, constituem dificuldades acrescidas para a comercialização em mercado livre.

Outro factor que levou à perda de competitividade dos comercializadores em regime de mercado face ao comercializador de último recurso prende-se com a cessação dos CAE e o início dos CMEC. Tendo em conta os elevados custos dos CAE, face ao preço de energia implícito no cálculo dos CMEC (50 €/MWh) considerado na definição das tarifas, a sua cessação implicou, no curto prazo, uma redução dos custos a serem recuperados pelas tarifas de energia eléctrica para os clientes do comercializador de último recurso, já que anulou e sobrepôs-se ao efeito do incremento verificado nas tarifas de acesso resultante do ressarcimento dos CMEC, pagos por todos os consumidores. Assim, os clientes do comercializador de último recurso melhoraram a sua situação com a cessação dos CAE e o início dos CMEC ao contrário do que sucedeu para os clientes no mercado liberalizado.

De todo o modo em 2007, no âmbito dos obstáculos que se podem identificar ao aprofundamento da liberalização do mercado eléctrico retalhista, não consta qualquer facto que se possa relacionar com os procedimentos de mudança de comercializador. Na realidade, quer pela ausência de reclamações por parte dos agentes envolvidos, quer pelos próprios indicadores de desempenho da plataforma de gestão da mudança de comercializador, parece poder concluir-se que a diminuição da expressão do mercado liberalizado não é atribuível a insuficiências de informação operativa da mudança, falta de segurança e robustez do processo ou tempos de execução prolongados.

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 em Portugal continental a seguinte variação nominal diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento, entre 2007 e 2006:

Quadro 2-1 - Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais entre 2007 e 2006

	Variação 2007/2006
Tarifas de Venda a Clientes Finais	6,2%
Venda a Clientes Finais em NT	6,7%
Venda a Clientes Finais em MAT	8,0%
Venda a Clientes Finais em AT	7,9%
Venda a Clientes Finais em MT	6,2%
Venda a Clientes Finais em BT	6,0%
Venda a Clientes Finais em BTE	5,9%
Venda a Clientes Finais em BTN> 20,7 kVA	6,0%
Venda a Clientes Finais em BTN< 20,7 kVA	6,0%

Na sequência do início do mercado organizado a 1 de Julho de 2007, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, determinou a revisão extraordinária das tarifas de energia eléctrica em 2007. Assim, em Agosto de 2007, a ERSE publicou novas tarifas para o período de Setembro a Dezembro de 2007, as quais implementam as principais alterações regulamentares e legislativas até à data.

Os valores das tarifas extraordinárias em vigor a partir de 1 de Setembro de 2007 tiveram em consideração os mesmos pressupostos das tarifas para 2007 publicadas em Dezembro de 2006, com excepção dos pressupostos associados com os CAE e com a aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso. As alterações introduzidas pelo referido Decreto-Lei n.º 264/2007 permitiram aprofundar a integração do MIBEL tendo incidência: (i) na actividade de Gestão Global do Sistema em resultado da cessação antecipada dos CAE e por consequência na tarifa de Uso Global do Sistema e nas tarifas de Acesso às Redes e (ii) na actividade de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso e por consequência nas tarifas de Venda a Clientes finais. Algumas das principais alterações introduzidas foram as seguintes:

- Cessação da actividade de aquisição de energia eléctrica do operador da rede de transporte.
- Formulação dos custos da actividade de compra e venda de energia eléctrica do comercializador de último recurso em ambiente de mercado que condicionam a tarifa de Energia.
- Introdução do pagamento dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) no termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Introdução do sobrecusto da actividade de compra e venda de energia eléctrica do Agente Comercial (REN Trading), responsável pela gestão dos contratos de aquisição de energia das centrais dos CAE não cessados, na tarifa de Uso Global do Sistema.

- Aumento do sobrecusto com a produção em regime especial² incluído na tarifa de Uso Global do Sistema face ao valor considerado nas tarifas aprovadas em Dezembro de 2006, em resultado da diminuição dos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso e, por consequência, da tarifa de Energia (resultando num aumento do diferencial do custo desta produção).

2.2.2.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

Durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais continuaram a ser homologados pelo Ministério da Economia e da Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas. No primeiro semestre de 2008 esta homologação passou a ser da responsabilidade da ERSE.

2.2.3 INFRA-ESTRUTURAS

2.2.3.1 SECTOR ELÉCTRICO

Os principais acontecimentos surgidos em 2007 relativos às infra-estruturas do sector eléctrico dizem respeito às tarifas de acesso e à alocação da capacidade de interligação.

TARIFAS DE ACESSO

No que diz respeito à evolução dos preços das tarifas de Acesso às Redes verificou-se a seguinte variação nominal diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento, entre 2007 e 2006:

² Produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis e da cogeração. Na prática a produção em regime especial, assemelha-se ao conceito de produção distribuída.

Quadro 2-2 - Variação das tarifas de Acesso às Redes de 2006 para 2007 em Portugal continental

	Variação 2007/2006
Tarifas de Acesso às Redes	11,3%
Acesso às Redes em MAT	0,6%
Acesso às Redes em AT	2,0%
Acesso às Redes em MT	3,6%
Acesso às Redes em BTE	4,6%
Acesso às Redes em BTN	15,2%

Conforme já referido anteriormente, em Agosto de 2007, a ERSE publicou novas tarifas para o período de Setembro a Dezembro de 2007.

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

Durante 2007 não se realizou nenhum investimento a nível de linhas directas ao abrigo do artigo 22.º da Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho.

ALOCAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

A partir de 1 de Julho de 2007, entrou em vigor o Mercado Ibérico com um único mercado diário e com um mecanismo de atribuição de capacidade por leilão implícito, conforme descrito no ponto 3.1.2.

Relativamente aos congestionamentos, observou-se um nível elevado de horas em que as interligações foram utilizadas a 100%, no sentido Espanha para Portugal, conforme é apresentado no quadro seguinte:

Quadro 2-3 – Evolução mensal das situações de congestionamentos na Interligação Portugal-Espanha, verificadas no 2.º Semestre de 2007

Mês	Congestionamento		Diferencial preços (€/MWh)	
	n.º horas	% horas no mês	Máximo	Médio
Julho	552	74,2	32,4	8,3
Agosto	627	84,3	23,7	8,6
Setembro	587	81,5	23,7	8,6
Outubro	597	80,0	36,5	8,0
Novembro	556	77,0	45,6	11,8
Dezembro	641	86,0	60,1	15,5

Fonte: ERSE, OMEL

2.2.3.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

Os principais acontecimentos surgidos em 2007 relativos às infra-estruturas do sector do gás natural dizem respeito às tarifas de acesso e à alocação da capacidade.

TARIFAS DE ACESSO

A estrutura das tarifas fixadas pela ERSE para o ano gás 2007-2008 foi alterada em conformidade com o estabelecido no Regulamento Tarifário publicado em Setembro de 2006. As variações nas tarifas apresentadas no quadro seguinte referem-se às entregas de gás natural aos utilizadores das infra-estruturas.

Quadro 2-4 - Variação das tarifas de acesso entre 2006-2007 e 2007-2008

	Varição 2007-2008/2006-2007
Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	-16,3%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-30,3%
Tarifa de Acesso à Rede de alta pressão (Uso da Rede de Transporte + Uso Global do Sistema)	-5,4%

A tarifa de acesso às redes 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).

INVESTIMENTOS EM CONDUTAS DIRECTAS (ART.º 24.º)

Durante 2007 não se realizou nenhum investimento a nível de condutas directas ao abrigo do artigo 24.º da Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho.

ALOCAÇÃO DE CAPACIDADE

As infra-estruturas de gás natural são muito recentes em Portugal, dispendo de uma capacidade muito superior às actuais necessidades. Em consequência, não se têm verificado congestionamentos nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural. Não obstante, o quadro regulamentar aprovado no ano de 2006 e em vigor em 2007 inclui um mecanismo de atribuição das capacidades disponíveis e prevê a eventualidade de ocorrerem congestionamentos, contemplando os princípios a adoptar nessas situações.

2.2.4 REGULAÇÃO/UNBUNDLING

2.2.4.1 SECTOR ELÉCTRICO

O operador da rede nacional de transporte de electricidade em Portugal continental é independente, do ponto de vista jurídico e patrimonial, das restantes actividades do sector eléctrico. O operador da rede de distribuição que integra o grupo EDP é juridicamente independente das restantes empresas do mesmo grupo, designadamente das que envolvem actividades na produção e comercialização de energia eléctrica.

No que diz respeito ao papel do operador da rede de transporte salienta-se o seu papel enquanto Gestor Técnico do Sistema, que consistiu na troca de informação com o operador de mercado e com os agentes, que incluiu:

- Previsões de consumo.
- Valores das capacidades de interligação disponíveis para fins comerciais.
- Programação de exploração.
- Meios de produção utilizados para a satisfação do consumo.
- Acerto de contas.

Ao nível dos mercados de operação (secundária, terciária e restrições técnicas), o operador da rede de transporte é responsável pela sua gestão e liquidação.

2.2.4.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

Por força do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, o princípio da separação jurídica e patrimonial das actividades do gás natural vigora no sector do gás natural. Deste modo, o operador da rede de transporte é independente, do ponto de vista patrimonial, das restantes actividades do sector do gás natural. Por outro lado, os operadores de rede de distribuição são entidades juridicamente independentes em relação a empresas do mesmo grupo empresarial responsáveis pelo aprovisionamento ou comercialização de gás natural.

O operador da rede de transporte, no âmbito da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, tem atribuída a função do Acerto de Contas na qual se incluem os procedimentos relativos ao balanço das infra-estruturas da Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT).

Compete ao operador da rede de transporte o apuramento dos quantitativos de gás natural (existências) detidos individualmente por cada agente de mercado em cada uma das infra-estruturas que compõem a

RNTIAT, nomeadamente a rede de transporte, terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) e armazenamento subterrâneo de gás natural. Cada uma das infra-estruturas da RNTIAT é considerada, nos termos da regulamentação vigente, uma zona de balanço, as quais funcionam como suporte físico para as trocas comerciais de gás natural entre agentes de mercado (intercâmbios) que ocorrem no sistema nacional de gás natural.

O operador da rede de transporte deve ser informado das trocas comerciais de gás natural entre agentes de mercado, realizadas nas infra-estruturas do sistema, as quais podem ser motivadas no âmbito do mercado de aprovisionamento de gás ou no âmbito da gestão do equilíbrio diário entre a oferta e a procura de gás natural.

2.2.5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

2.2.5.1 SECTOR ELÉCTRICO

A monitorização e a segurança do abastecimento do sector eléctrico competem ao Governo, através da DGEG, com a colaboração do operador da rede de transporte. Nos termos do artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, a monitorização e a segurança do abastecimento abrangem, nomeadamente, o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado, o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis, a capacidade suplementar ou em construção, bem como a eventual promoção de construção de novas centrais de produção. Para efeitos da segurança do abastecimento, a DGEG apresenta ao Ministro da Economia e da Inovação, um relatório elaborado nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 72/2006, de 23 de Agosto. Os planos de desenvolvimento das redes de transporte e de distribuição de electricidade, previstos neste diploma, integram-se também no princípio da segurança do abastecimento. A ERSE dá parecer sobre os investimentos previstos nestes planos.

Nos últimos anos tem havido um investimento significativo ao nível da produção em regime especial (nos últimos 5 anos o seu contributo para o abastecimento do consumo aumentou de 8% para 20%). Nos próximos anos, prevê-se que a tendência se mantenha, a par do reforço da capacidade instalada ao nível de centrais de ciclo combinado e de centrais hidroeléctricas.

Em 2007, o consumo de energia eléctrica foi abastecido pelas seguintes fontes: gás natural (21%), saldo importador (15%), fuel (2%), carvão (23%), grandes hídricas (19%) e Produção em Regime Especial (PRE) (20%).

A margem de capacidade, definida como a diferença entre a capacidade de produção instalada e a ponta máxima anual de consumo, registou nos últimos dois anos, o valor de 35%, quando em 2005

representava 33% e em 2004, 30%³. Para informação mais detalhada, consultar a secção 5.1.1, “Breve Caracterização de 2007”.

2.2.5.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

À semelhança do sector eléctrico, no sector do gás natural a monitorização e a segurança do abastecimento competem ao Governo, através da DGEG, com a colaboração do operador da rede de transporte. Neste caso, o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, no seu artigo 57.º e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, são os diplomas que enquadram, respectivamente, a monitorização e a segurança de abastecimento e os termos do relatório a apresentar ao Ministro da Economia e da Inovação. Também neste caso, a ERSE dá parecer sobre os investimentos previstos nestes planos.

O Sistema Nacional de Gás Natural está dotado de duas interligações – Campo Maior e Valença do Minho – e um terminal de GNL em Sines.

As principais fontes de aprovisionamento de gás natural com destino a Portugal resultam de contratos de longo prazo celebrados entre a Transgás e a Sonatrach (Argélia) e a Nigerian LNG, Limited (Nigeria).

A infra-estrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural é composta por quatro cavidades subterrâneas construídas em formações salinas naturais, das quais três se encontram em exploração e uma em construção. O parque de armazenamento utiliza uma estação de superfície.

Está prevista a expansão da infra-estrutura de armazenamento através da construção de mais duas cavidades subterrâneas, além das quatro existentes, e da expansão da capacidade da estação de superfície.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei 140/2006, de 26 de Julho, foram adoptados em Portugal durante 2007 algumas das medidas preconizadas na Directiva 2004/67/CE do Conselho, de 26 de Abril, relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento em gás natural. Para além dos princípios pelos quais se deve reger o desenvolvimento do sector do gás natural em Portugal em matéria de segurança de aprovisionamento, foram estabelecidas obrigações específicas para os agentes de mercado no que respeita à constituição de reservas de segurança. Por outro lado, a abertura de mercado do gás natural, presentemente em curso, cria expectativas quanto à presença de novos agentes de mercado dos quais se espera um impacto positivo ao nível da diversificação das fontes de aprovisionamento.

³ Convém notar, porém, que o aumento do peso relativo da PRE, nomeadamente produção eólica, implica a necessidade de margens de capacidade superiores.

2.2.6 PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS

2.2.6.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO NACIONAL

SECTOR ELÉCTRICO

Ao longo de 2007 verificou-se, um conjunto importante de alterações legislativas no sector energético português, nomeadamente no sector eléctrico, impulsionadas, neste caso, pela entrada em pleno funcionamento do MIBEL no dia 1 de Julho de 2007.

No sector eléctrico, após a legislação de 2006, que lançou as novas bases do sector eléctrico português, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que transpôs para legislação nacional a Directiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 Junho, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, que o completou, desenvolveu-se em 2007 a publicação de um conjunto de diplomas aplicáveis ao aprofundamento do MIBEL, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, e o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

O Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, altera o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que criou o mecanismo dos “Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) do Contratos de Aquisição de Energia”, nomeadamente actualizando alguns dos valores de custos de combustíveis e preços de mercado referidos no diploma alterado. Os CMEC são as compensações aos produtores pelos custos ociosos decorrentes da cessação dos CAE consequente à abertura ao mercado da produção de energia eléctrica em regime ordinário.

O Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, estabelece um conjunto de disposições aplicadas ao aprofundamento do MIBEL, nomeadamente relativas à aquisição de electricidade pelo comercializador de último recurso e à gestão da electricidade produzida pelos centros electroprodutores que mantiveram os seus CAE.

No ano de 2007 destacam-se, ainda, as seguintes alterações legislativas com impacte nas tarifas de venda a clientes finais:

- A Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, que alterou a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro e determinou a revisão das taxas de remuneração dos terrenos do domínio público hídrico afectos aos centros electroprodutores.
- O Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que aprovou o novo regime de utilização dos recursos hídricos. Este diploma estabeleceu regras específicas sobre a regularização da atribuição dos títulos de utilização dos recursos hídricos às empresas titulares dos centros electroprodutores bem como sobre os pagamentos destas a título de transmissão dos direitos de utilização do operador da rede de transporte para as empresas titulares dos centros

electroprodutores. Parte do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico afecto aos centros hidroeléctricos foi destinado à amortização dos défices tarifários relativos aos anos de 2006 e 2007, cujos mecanismos de recuperação nas tarifas são estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

- O Despacho do Ministro da Economia e da Inovação relativo à amortização dos défices tarifários relativos aos anos de 2006 e 2007.

A actuação da ERSE face às alterações ao enquadramento regulamentar do sector eléctrico são desenvolvidas no ponto 2.3.

SECTOR DO GÁS NATURAL

No sector do gás natural, a reestruturação iniciada em 2006 com a aprovação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e que transpõe para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Julho, levou à reorganização de todo o sector empresarial do gás natural, nomeadamente à separação jurídica e contabilística entre as actividades de exploração das infra-estruturas e de comercialização de gás natural. Este processo continuou em 2007, com a abertura de mercado para os produtores de energia eléctrica em regime ordinário, no seguimento do calendário de liberalização do mercado de gás natural definido no Conselho de Ministros de 22 de Junho de 2006. Por outro lado, em 2007 também se concretizou a separação contabilística (para todas as empresas) e jurídica (para as empresas com mais de 100 000 consumidores) entre as actividades de distribuição e de comercialização, que ainda não tinha sido efectuada.

A actuação da ERSE face às alterações ao enquadramento regulamentar do sector do gás natural são desenvolvidas no ponto 2.3.

2.2.6.2 3.º. PACOTE DE DIRECTIVAS COMUNITÁRIAS

Durante o ano de 2007, o Mercado Europeu de ENergia viu importantes progressos em diferentes frentes.

Como foi anteriormente referido, os mercados ibéricos de energia eléctrica e do gás natural assistiram a avanços significativos em direcção a uma maior integração, no contexto do MIBEL e do MIBGAS. Simultaneamente, os mercados regionais do ERGEG que incluem Portugal, nomeadamente o mercado do Sudoeste Europeu de Energia Eléctrica (ERI) e o mercado do Sudoeste Europeu de Gás Natural (GRI) também avançaram no sentido de uma maior integração, especialmente no caso do ERI, para o qual a nomeação de um Representante Especial do Presidente da Comissão foi seguida por acordos

políticos bilaterais de modo a resolverem o impasse de décadas relativo à interligação na fronteira franco-espanhola.

Outra importante área de progresso no sentido do Mercado Europeu de Energia relaciona-se com o enquadramento legislativo. No início de 2007, a Comissão apresentou o designado “3.º Pacote” de propostas para uma importante revisão da legislação comunitária relacionada com os mercados de energia. À luz dos impedimentos à concorrência observados em vários mercados nacionais de energia e à grande disparidade nas práticas das diferentes entidades reguladoras (NRAs), o 3.º pacote propõe um maior grau de harmonização e coordenação das práticas regulatórias (incluindo a criação de uma Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia), um aumento dos poderes regulatórios e uma maior independência das NRAs, assim como o efectivo *unbundling* das empresas do sector energético, de modo a que o monopólio natural da operação das redes seja efectivamente independente das operações de produção e de fornecimento de energia.

Tanto as operações no sector eléctrico como no sector do gás são já totalmente separadas em Portugal, tendo o processo de separação de propriedade sido iniciado há mais de 10 anos. Apesar disso, a ERSE tem estado activamente envolvida, como membro do CEER e do ERGEG, nas discussões a nível europeu que decorrem relativas ao 3.º Pacote. A ERSE tem assento no *Working Group* do 3.º Pacote e participa activamente na maior parte dos *Working Group* e dos *Focus Groups*. Na documentação inicial facultada à Comissão em Abril 2007 em reacção ao primeiro *draft do 3.º Pacote*, a resposta do CEER incluiu a experiência portuguesa no que diz respeito à separação de propriedade, contendo dados comparativos e respectivas análises dos investimentos, da qualidade de serviço e dos custos no transporte de energia eléctrica para um período de 30 anos, que inclui períodos de integração vertical, separação jurídica e total separação de propriedade.

2.3 PRINCIPAIS MATÉRIAS TRATADAS PELA ERSE

Para além das actividades regulares, nomeadamente no âmbito da definição de tarifas e proveitos das actividades reguladas e de implementação da liberalização do sector eléctrico e do gás natural, foram desenvolvidas pela ERSE várias actividades que caracterizam o ano de 2007.

Estas actividades podem ser agrupadas em:

- Desenvolvimento do mercado de energia eléctrica.
- Desenvolvimento do mercado de gás natural.
- Ambiente e eficiência energética.
- Protecção dos consumidores.

2.3.1 DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O processo de liberalização do mercado de energia eléctrica teve em 2007 um marco importante. Após a abertura total do mercado para todos os consumidores de energia eléctrica ocorrida em 2006, com a cessação dos CAE, que concretizou a liberalização deste mercado do lado da procura, a partir de 1 de Julho de 2007, toda a energia eléctrica produzida pelas centrais convencionais em Portugal passou ser transaccionada nos mercados *spot* e a prazo de energia eléctrica do espaço ibérico. Com esta medida a liberalização do mercado de energia eléctrica efectivou-se do lado da oferta e, paralelamente, um passo importante foi dado na concretização do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

ALTERAÇÕES REGULAMENTARES

Paralelamente ao desenvolvimento legislativo referido, a ERSE procedeu em 2007 à alteração do Regulamento Tarifário, do Regulamento das Relações Comerciais e do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

Este processo iniciou-se no final de 2006 com uma primeira submissão ao Conselho Tarifário de uma proposta de alteração do Regulamento Tarifário. Em Abril de 2007 foram submetidos a consulta pública todos os regulamentos. Tendo em conta as várias alterações legislativas e estruturais entretanto ocorridas, a ERSE reformulou posteriormente as propostas de alteração do Regulamento das Relações Comerciais e do Regulamento Tarifário, tendo novamente submetido a consulta pública, em Junho de 2007, propostas de alterações destes regulamentos, bem como do novo Regulamento de Operação das Redes. Os novos regulamentos foram publicados a 10 de Agosto de 2007, através do Despacho n.º 17 744-A/2007.

De entre as principais alterações operadas, salientam-se as que dizem respeito à aquisição de electricidade pelo comercializador de último recurso (CUR) nos mercados e aos produtores em regime especial, os incentivos à eficiente gestão dos CAE não cessados e gestão das licenças de emissão de CO₂ pelas empresas reguladas, a consideração de um mecanismo de garantia de potência, bem como do mecanismo de gestão conjunta das Interligações entre Portugal e Espanha.

Os dois principais vectores regulatórios de incentivo ao investimento nas infra-estruturas do sector eléctrico são:

- O mecanismo de gestão conjunta das Interligações entre Portugal e Espanha.
- Uma metodologia regulatória, já existente, baseada na remuneração do activo líquido afecto às actividades de transporte de energia eléctrica e de gestão global do sistema a uma taxa pré-determinada e à aceitação das respectivas amortizações como custos regulatórios.

Na sequência do Decreto-lei n.º 264/2007, como já referido, a ERSE publicou novas tarifas de Venda a Clientes Finais e de Acesso às Redes para o período de Setembro a Dezembro de 2007.

No quadro seguinte apresenta-se a variação tarifária entre as tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor a partir de 1 de Setembro de 2007 e as tarifas aprovadas em Dezembro de 2006. A variação tarifária global foi de -3,1%, sendo diferenciada por nível de tensão e opção tarifária.

**Quadro 2-5 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais
a partir de Setembro de 2007, em Portugal continental**

	Varição 2007Set/2007Jan
Tarifas de Venda a Clientes Finais	-3,1%
Venda a Clientes Finais em NT	-4,3%
Venda a Clientes Finais em MAT	-1,0%
Venda a Clientes Finais em AT	-1,1%
Venda a Clientes Finais em MT	-5,8%
Venda a Clientes Finais em BT	-2,6%
Venda a Clientes Finais em BTE	-5,5%
Venda a Clientes Finais em BTN> 20,7 kVA	-3,2%
Venda a Clientes Finais em BTN< 20,7 kVA	-2,2%
Venda a Clientes Finais em IP	-1,0%

No quadro seguinte apresenta-se a variação tarifária entre as tarifas de Acesso às Redes em vigor a partir de 1 de Setembro de 2007 e as tarifas aprovadas em Dezembro de 2006.

Quadro 2-6 - Variação das tarifas de Acesso às Redes a partir de Setembro de 2007, em Portugal continental

	Variação Set07/Jan07
Tarifas de Acesso às Redes	10,6%
Acesso às Redes em MAT	17,8%
Acesso às Redes em AT	14,0%
Acesso às Redes em MT	7,9%
Acesso às Redes em BTE	6,3%
Acesso às Redes em BTN	11,5%

CONSTRUÇÃO DO MIBEL

O contributo da ERSE para o MIBEL está enquadrado nos termos definidos pelo Acordo de Santiago de Compostela, assinado entre Portugal e Espanha, onde se encontra consagrado a criação do Conselho de Reguladores. Este conselho é composto por representantes da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), de Portugal, e da Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNVM) e da Comisión Nacional de Energia (CNE), de Espanha. O Conselho de Reguladores tem por finalidade a supervisão coordenada dos mercados definidos no MIBEL.

No seguimento da XXII Cimeira Luso-Espanhola realizada no final de 2006, foi acordado, em 8 de Março de 2007, o “Plano de Compatibilização Regulatória entre Portugal e Espanha no sector energético” anteriormente referido no ponto 2.2.1. De modo a concretizar este plano, foram previstos diversos estudos promovidos pelo Conselho de Reguladores, tendo sido constituídos neste âmbito vários grupos de trabalho nas seguintes áreas de harmonização regulatória:

- Mecanismo de garantia de potência (incentivo à garantia de abastecimento):
 - Na sequência de um processo de consulta pública promovido pelo Conselho de Reguladores, no final de Maio de 2007, foi apresentada aos Governos de Espanha e de Portugal uma proposta harmonizada de aplicação do mecanismo de garantia de potência. Na prática, veio a verificar-se que o Governo de Espanha aplicou um mecanismo diferente do apresentado pelo Conselho de Reguladores e no caso português nenhum mecanismo de garantia de potência, embora previsto nos regulamentos da ERSE, foi ainda aprovado pelo Governo de Portugal.
- Repartição das capacidades de interligação entre os mecanismos de separação de mercados (*market splitting*) e os leilões explícitos:
- A proposta do Conselho de Reguladores foi apresentada aos Governos de Portugal e Espanha no final de Maio de 2007. Em Julho de 2007, foi definido, por parte da ERSE, o mecanismo de

gestão conjunta das interligações e, em Dezembro de 2007, a ERSE aprovou as regras conjuntas de contratação de capacidade da Interligação Portugal-Espanha. Do lado espanhol, embora com a aprovação do regulador, ainda não foram publicadas as regras de contratação de capacidade da Interligação Portugal-Espanha pelo Governo de Espanha. Actualmente, a totalidade da capacidade da interligação está atribuída ao processo de separação de mercados.

- De acordo com o aprovado, a repartição da capacidade de interligação a ser atribuída nos leilões explícitos anuais, trimestrais e mensais seria de 15% da capacidade de interligação, em cada horizonte temporal, isto é, 45 % no global para os leilões explícitos, sendo a restante capacidade atribuída no mercado diário (55%).
- Apresentação de um calendário harmonizado de substituição de todos os contadores por outros que permitam a telemedida e de uma proposta harmonizada de especificações e funcionalidades mínimas dos contadores para o segmento doméstico e das pequenas empresas:
 - Como se verificaram em Espanha desenvolvimentos legislativos sobre esta matéria, a ERSE realizou autonomamente uma consulta pública que resultou na apresentação ao Governo Português de uma proposta no início de Dezembro de 2007. A ERSE aguarda uma decisão do Governo sobre a proposta apresentada.
- Introdução do conceito de operador dominante ibérico, no âmbito da definição de regras comuns para aumentar a concorrência no MIBEL, por forma à determinação anual dos agentes que verifiquem a condição de operador dominante e à aplicação de limitações e restrições harmonizadas a estes agentes:
 - A proposta do Conselho dos Reguladores foi apresentada aos governos no início 2008, aguardando-se que sejam tomadas iniciativas legislativas sobre esta matéria.
- Convergência das tarifas de acesso, de modo a que no âmbito da construção do MIBEL a estrutura das tarifas seja similar em Portugal e em Espanha, sem deixar, contudo, que o cálculo e o valor das mesmas seja realizado por cada País, de modo a que cada um assumam os custos dos respectivos sistemas:
 - A ERSE e a CNE iniciaram em 2007 a preparação de um documento que pretende orientar a discussão sobre as regras de boas práticas a serem seguidas no processo de aprovação e definição das tarifas de acesso, tendo em vista a sua harmonização. Este documento deverá ser colocado a discussão pública em 2008.
- Harmonização dos procedimentos de mudança de comercializador, no âmbito dos incentivos à liberalização:
 - Durante o segundo semestre de 2007, a ERSE e a CNE procederam à análise da situação verificada em cada um dos países, ao estudo das boas práticas internacionais e à auscultação dos agentes interessados sobre a harmonização dos procedimentos de mudança

de comercializador. Na sequência destes estudos, foi elaborado um documento que serviu de base ao lançamento de uma consulta pública que teve lugar no início de 2008.

Registe-se que a ERSE, em colaboração com a CNE, efectuou um estudo que conduziu à determinação das obrigações de compra de energia eléctrica no OMIP pelo comercializador de último recurso português e pelos distribuidores espanhóis, bem como à apresentação de diversas propostas visando melhorar a liquidez do OMIP.

Paralelamente a estes grupos de trabalho, a ERSE desenvolve, internamente ou em conjunto com os restantes membros do Conselho de Reguladores, um conjunto de actividades no âmbito da supervisão dos mercados do MIBEL. Assim, a nível interno é desenvolvido um trabalho sistemático de análise da informação sobre o funcionamento do mercado diário e do mercado a prazo. Esta actividade concretiza-se na elaboração de relatórios e estudos de natureza diversa, que visam a análise do funcionamento dos mercados e do comportamento dos agentes nos mercados.

Ao nível do Conselho de Reguladores, está prevista a troca de informações entre os seus membros, necessárias ao exercício das suas competências. Além disso, podem ser adoptados procedimentos de acção comum e constituídas equipas conjuntas de supervisão ou investigação. Por outro lado, o Comité Técnico do Conselho de Reguladores recolhe informações dos Operadores de Mercado e dos Operadores de Sistema, mediante solicitação ou apresentação efectuada por estas entidades ao Comité Técnico, elabora o “Relatório Mensal do MIBEL” e analisa as incidências e as modificações normativas ocorridas.

MONITORIZAÇÃO E FISCALIZAÇÃO DOS MERCADOS

O Conselho de Reguladores é responsável pelo acompanhamento do funcionamento dos mercados do MIBEL e pela coordenação e actuação dos seus membros no exercício das suas competências de supervisão. Neste âmbito foram implementadas mecanismos de partilha de informação entre os reguladores para permitir o acompanhamento do funcionamento do mercado diário e a prazo. Adicionalmente, a ERSE, no âmbito das suas competências, acompanhou os mercados de serviços de sistema e retalhista.

Num mercado eléctrico totalmente liberalizado assume particular importância a articulação da ERSE com a Autoridade da Concorrência para assegurar o funcionamento concorrencial dos mercados. Nos termos previstos na lei, foram realizados em 2007 alguns pareceres sobre operações envolvendo agentes do sector energético com impacte no funcionamento do mercado.

Por outro lado, qualquer prática restritiva da concorrência que implique um aumento dos custos com a energia eléctrica consumida pelos consumidores, poderá levar a que esse acréscimo de custos não seja aceite na definição das tarifas de energia eléctrica. Assim sucedeu após uma análise aos mercados

diários e intradiários de energia eléctrica referentes a 22 de Julho de 2007, a partir do qual a ERSE concluiu que as ofertas de energia no mercado intradiário excederam largamente o normal em termos competitivos, levando a um aumento anómalo dos custos de aquisição de energia por parte do comercializador de último recurso nesse dia, que não será considerado para efeitos de definição de tarifas.

2.3.2 DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE GÁS NATURAL

O processo de preparação da liberalização do sector do gás natural iniciado nos anos anteriores com a reestruturação do mercado e a separação das actividades, continuou com a abertura ao mercado do consumo de gás natural aos centros electroprodutores. Como já foi referido, verificou-se em 2007 a separação contabilística (para todas as empresas) e jurídica (para as empresas com mais de 100 000 consumidores) entre as actividades de distribuição e de comercialização.

DEFINIÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E CONDIÇÕES GERAIS DE CONTRATAÇÃO

Neste novo quadro, no qual a posse das infra-estruturas foi separada da comercialização do gás natural, a garantia de que existe livre acesso às infra-estruturas passa pela definição de tarifas de acesso justas, que procuram reflectir os custos incorridos e que, simultaneamente, sejam incentivadoras do investimento. Assim, foram definidas para o ano gás 2007-2008 as primeiras tarifas de:

- Uso do terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.
- Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Uso da Rede de Transporte.
- Acesso às Redes.

Sendo o sector do gás natural em Portugal um sector muito recente, procurou-se que as tarifas aplicadas tenham subjacentes princípios de regulação que incentivam o investimento, aplicando-se uma regulação que garante a remuneração do mesmo. Contudo, o facto destas infra-estruturas ainda não estarem a ser utilizadas na sua plena capacidade poderia levar a que os consumidores actuais tivessem que pagar o sobrecusto resultante da não utilização em pleno das infra-estruturas. De forma a ultrapassar esta dificuldade foi definido um mecanismo que alisa os proveitos aos quais as empresas têm direito num determinado ano pelos vários anos da concessão, tendo em conta a utilização das infra-estruturas prevista. Esta metodologia permite igualmente que os investimentos previstos para os anos posteriores ao ano de definição de tarifas sejam contabilizados para esse ano. As previsões são posteriormente acertadas tendo em conta os valores ocorridos.

No que diz respeito às tarifas de Venda a Clientes Finais, durante o ano de 2007 estas continuaram a ser homologadas pelo Ministério da Economia e da Inovação, mas após a separação contabilística entre as

actividades de comercialização e de distribuição ocorrida em 2007, foram lançadas as bases para a fixação de tarifas de Venda a Clientes Finais, de Distribuição de gás natural e de Comercialização de gás natural para o ano gás 2008-2009, nomeadamente em termos de definição da informação necessária.

Paralelamente, a ERSE aprovou em Julho de 2007 as condições gerais dos contratos de fornecimento dos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores não elegíveis, isto é, com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m³. Posteriormente, em Outubro de 2007 a ERSE aprovou as condições gerais do contrato de uso das infra-estruturas, isto é, do Terminal de GNL, da Armazenagem Subterrânea e da Rede de Transporte.

CONSTRUÇÃO DO MIBGAS

Para além da definição das primeiras tarifas pela ERSE, outra das vertentes do seu contributo para a liberalização deste sector revestiu-se nas acções desenvolvidas no âmbito da criação do MIBGAS, Mercado Ibérico do Gás. Assim, nos termos definido no “Plano de Compatibilização Regulatória entre Portugal e Espanha no sector energético” as duas entidades reguladoras, ERSE e CNE, desenvolveram um documento (sujeito a consulta pública que se desenrolou durante o mês de Novembro de 2007) entregue aos respectivos governos no início de 2008, no qual os princípios de funcionamento deste mercado são evidenciados, assim como o *Road Map* para o desenvolvimento do MIBGAS. De entre estes princípios, destaca-se: (i) a necessidade de agilizar o processo de reconhecimento dos comercializadores, (ii) a harmonização das tarifas de acesso às redes e interligações e (iii) a harmonização das regras de constituição de reservas de gás natural.

2.3.3 AMBIENTE E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

AMBIENTE

Em termos estatutários a ERSE tem responsabilidades em termos ambientais, embora indirectas, designadamente a obrigação de contribuir para a progressiva melhoria das condições ambientais nos sectores regulados.

Neste âmbito, em 2007, a ERSE dedicou particular atenção às seguintes matérias:

- Acompanhamento das iniciativas no âmbito das alterações climáticas:
 - Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC); Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂ (CELE) e investimentos em mecanismos de flexibilidade do Protocolo de Quioto, com destaque para os Mecanismos de Desenvolvimento Limpo. Neste quadro, a ERSE desenvolveu um mecanismo tarifário de incentivo à gestão eficiente das licenças de emissão de CO₂ por parte das empresas reguladas.

- Produção em regime especial (PRE):
 - Embora a definição da política energética seja da responsabilidade do Governo, a ERSE acompanha de forma muito próxima o desenvolvimento deste sector de actividade dada a importância desta forma de produção de energia eléctrica no abastecimento do consumo nacional e o facto da remuneração da energia eléctrica proveniente deste tipo de produção, nos termos estabelecidos pelo Governo, gerar um sobrecusto que se reflecte nas tarifas de energia eléctrica aprovadas pela ERSE.
- Desempenho ambiental das empresas reguladas:
 - No sector eléctrico as empresas reguladas têm vindo a promover a realização de acções destinadas a melhorar o seu desempenho ambiental. Estas acções têm sido desenvolvidas pela ERSE, desde 2002, no âmbito dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA). A partir 2008, também as empresas de gás natural poderão iniciar o desenvolvimento deste tipo de acções.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Em 2006, a ERSE desenvolveu um mecanismo de promoção de eficiência energética, apelidado de Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica, PPEC, tendo as respectivas regras sido publicadas através do Despacho n.º 16 122-A/2006, de 3 de Agosto. O PPEC foi aplicado pela primeira vez em 2007.

O PPEC reveste-se de um carácter voluntário. As empresas do sector eléctrico apresentam as suas candidaturas ao PPEC, através de medidas de promoção de eficiência energética, que são posteriormente avaliadas, sendo seleccionadas as medidas de melhor ordem de mérito, classificadas de acordo com a métrica de avaliação, até ao montante definido para o PPEC do respectivo ano. Em última instância, os principais beneficiários das medidas, os consumidores, suportam o PPEC através das tarifas de energia eléctrica. O financiamento das medidas é apenas garantido às empresas após apresentação dos relatórios de progresso semestrais e dos respectivos comprovativos das despesas efectuadas, bem como dos termos de responsabilidade assinados.

As candidaturas apresentadas em 2006 para 2007 e em 2007 para 2008 ultrapassaram significativamente o orçamento anual do PPEC, no montante anual de 10 milhões de euros.

2.3.4 PROTECÇÃO DOS CONSUMIDORES

A protecção dos consumidores está presente em todas as iniciativas e decisões regulatórias, designadamente:

- Na promoção de regras de relacionamento comercial transparentes e justas e de tarifas e preços que reflectam custos eficientes.
- Na garantia da qualidade dos serviços prestados.
- Na promoção da informação e esclarecimento dos consumidores.

Em termos correntes as actividades de protecção dos consumidores materializam-se:

- Em medidas de natureza regulamentar, como sejam a aprovação das condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural.
- Na verificação do cumprimento da regulamentação aplicável aos sectores eléctrico e do gás natural, na sequência da qual podem ser promovidas iniciativas para corrigir qualquer incumprimento detectado, nomeadamente através de realização de reuniões com as empresas ou o envio de comunicações formais da ERSE com esclarecimentos ou indicações sobre a correcta aplicação dos regulamentos.
- Na disponibilização de informação aos consumidores:
 - Como exemplo da divulgação de informação aos consumidores e do incentivo à sua disponibilização pelas empresas salientam-se os trabalhos iniciados em 2007 por parte da ERSE sobre boas práticas de rotulagem de energia eléctrica, isto é, sobre a divulgação das fontes de energia primária utilizadas na produção de energia eléctrica e os respectivos impactes ambientais, assim como a disponibilização na sua página de internet de simuladores para calcular a facturação de energia eléctrica aos clientes dos comercializadores de último recurso, e para comparar tarifas no mercado liberalizado, aplicável aos fornecimentos em baixa tensão normal (BTN).

No sentido de assegurar aos consumidores de energia os meios essenciais a um acesso concreto à informação e aos mecanismos que viabilizam o exercício eficaz dos seus direitos funciona, desde 2003, uma unidade especializada de apoio ao consumidor (ACE), que coordena, de uma forma articulada e integrada, todas as actividades relacionadas com o apoio ao consumidor, nomeadamente as relativas às reclamações, aos pedidos de informação e à formação do consumidor de energia. O ACE tem canais dedicados de atendimento ao consumidor que incluem atendimento telefónico, online, por escrito e presencial.

No sector eléctrico, em 2007, os assuntos que foram alvo de maior número de reclamações foram a facturação, a qualidade de serviço e os danos causados em equipamento eléctrico. No que diz respeito ao sector do gás natural os temas relativos à qualidade de serviço, facturação e instalação e manutenção das instalações de gás em edifícios apresentaram um maior número de reclamações.

3 REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA

3.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

3.1.1 GERAL

A legislação portuguesa já estabelece a total abertura do mercado no que se refere a Portugal continental desde Agosto de 2004. As disposições específicas que se aplicam à abertura de mercado e correspondente definição de clientes elegíveis são expressas no Regulamento de Relações Comerciais, aprovado e publicado pela ERSE, onde se consagra para todos os clientes a possibilidade de livremente escolherem o seu fornecedor de energia eléctrica.

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

- Até 31 de Dezembro de 2001, eram consideradas elegíveis para efectuarem a livre escolha de fornecedor as instalações consumidoras de energia eléctrica em média tensão⁴ (MT), alta tensão⁵ (AT) e muito alta tensão⁶ (MAT) com o consumo anual mínimo de 9 GWh.
- Entre 1 de Janeiro de 2002 e o final de Fevereiro de 2004, foram consideradas elegíveis todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em MAT, AT ou MT.
- Em 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, passaram a ser igualmente elegíveis os clientes em baixa tensão especial (BTE)⁷, com consumo efectivo ou previsto não nulo.
- Ainda no decorrer de 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, o direito de elegibilidade foi alargado a todos os clientes em Portugal continental. O exercício do direito de escolha de fornecedor por parte dos clientes de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN) tornou-se efectivo com a implementação do sistema informático necessário para gerir os procedimentos de mudança de fornecedor, cuja data de entrada em operação ocorreu a 4 de Setembro de 2006.

⁴ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

⁵ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

⁶ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

⁷ Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW.

Neste sentido, tendo presente que as condições efectivas para a total abertura do mercado apenas se concretizaram em Setembro de 2006, o ano de 2007 foi, assim, o primeiro ano completo em que o mercado eléctrico retalhista se apresentou totalmente liberalizado em Portugal continental.

No início de 2006, a ERSE, no cumprimento das disposições regulamentares sobre a matéria, aprovou os procedimentos de mudança de fornecedor, centrando as suas preocupações na simplicidade de processos, transparência e não discriminação entre agentes.

Para efeitos de mudança de comercializador de energia eléctrica, são consideradas as seguintes modalidades de contratação de energia eléctrica:

- Celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores.
- Celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores de último recurso.
- Contratação de energia eléctrica nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, no caso de clientes que sejam agentes de mercado.

A existência de valores em dívida para com um comercializador de último recurso, que não tenham sido contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos, impede o cliente de escolher um novo fornecedor.

Os clientes têm o direito a mudar de fornecedor de energia eléctrica até 4 vezes em cada período de 12 meses consecutivos, não podendo ser exigido o pagamento de qualquer encargo pela mudança de fornecedor. A adopção de um limiar máximo anual de mudanças de comercializador destinou-se a arbitrar entre o livre exercício do direito de escolha pelos clientes e a existência de custos para o sistema como um todo.

Os comercializadores de último recurso estão sujeitos à obrigação da prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica, garantindo a todos os clientes que o requeiram a satisfação das suas necessidades. As tarifas e preços praticados pelos comercializadores de último recurso são aprovados pela ERSE.

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

A legislação nacional prevê a criação de um operador logístico independente destinado a operar a mudança de comercializador. Transitoriamente, até à constituição do operador logístico de mudança de comercializador, esta função está atribuída ao operador de rede de distribuição em alta e média tensão.

Os procedimentos em vigor, que foram objecto de aprovação pela ERSE, definem o conjunto de processos e prazos necessários para a efectivação da mudança de comercializador, mencionando as obrigações de informação de todas as partes envolvidas no processo, bem como o formato das mensagens a trocar neste âmbito. A logística de mudança de comercializador em Portugal encontra-se assente na troca de mensagens electrónicas entre os principais agentes envolvidos, estando previstos mecanismos de auditoria aos processos, por entidades externas e independentes.

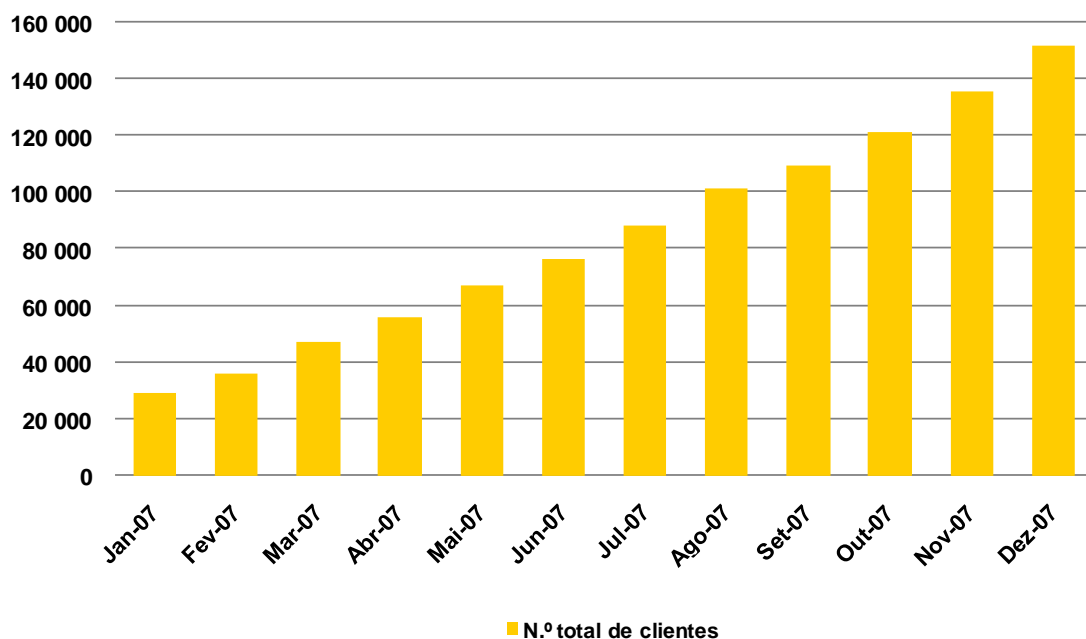
O interlocutor dos clientes interessados em operar uma mudança de comercializador é o novo fornecedor, que dará início ao processo de mudança, através do eventual acesso inicial ao registo do ponto de entrega, com base na sujeição da informação que lhe é disponibilizada pelo cliente. No conjunto de informação necessária para validar o acesso ao registo do ponto de entrega, assume particular importância o código de ponto de entrega que identifica univocamente uma instalação eléctrica.

No acesso ao registo do ponto de entrega, o novo fornecedor deverá deter uma autorização expressa do cliente para o efeito.

A evolução do número de clientes no mercado liberalizado em 2007 reflecte a concretização efectiva da total abertura do mercado ocorrida em Setembro de 2006. Da análise da Figura 3-1 pode concluir-se que entre o início do ano e o final de 2007, o número de clientes no mercado liberalizado multiplicou-se por 5, passando de cerca de 30 000 em final de Janeiro para pouco mais de 150 000 clientes a 31 de Dezembro. Do número total de clientes, a grande maioria centra-se no conjunto de clientes em BTN, que corresponde essencialmente a clientes domésticos, representando o seu peso cerca de 73% no início do ano e quase 95% no final de 2007.

A informação sobre o número de clientes no mercado liberalizado não inclui eventuais renegociações de contratos que possam ter resultado em condições mais favoráveis de fornecimento de energia eléctrica para os clientes. Com efeito, a regulamentação do sector eléctrico não prevê que esta informação seja reportada à entidades que acompanham o funcionamento do mercado retalhista, designadamente a ERSE. A distribuição do número de clientes no mercado liberalizado pelos diferentes comercializadores é apresentada no ponto 3.2.2.

Figura 3-1 – Número total de clientes no mercado liberalizado em 2007

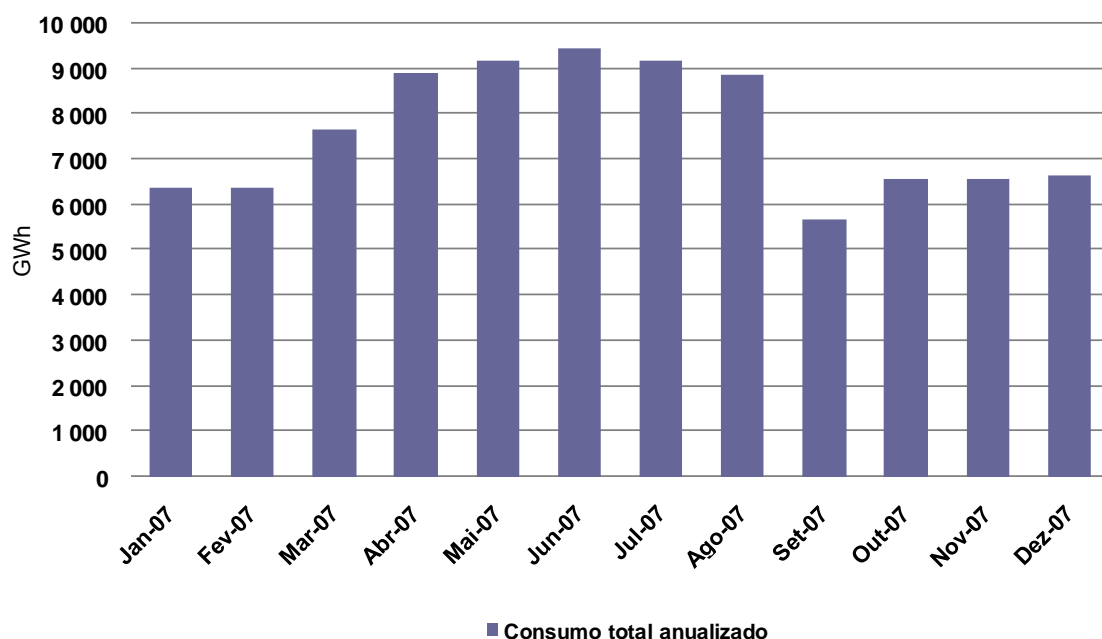


Por outro lado, a evolução dos consumos efectivos realizados no âmbito do mercado liberalizado (ML) (Figura 3-2), seguiu uma tendência menos sustentada ao longo de 2007 do que aquela que evidenciou para o número de clientes. Efectivamente, pode dizer-se que o consumo mensal anualizado⁸ segue uma tendência de crescimento até metade do ano e, a partir desse momento, inverte a tendência passando a apresentar um perfil de diminuição até Setembro, registou um acréscimo em Outubro, tendo estabilizado entre até ao final do ano.

Na evolução desta tendência foi significativa a perda de importância relativa dos consumos de clientes industriais (clientes em média, alta e muito alta tensão) e o aumento do peso relativo dos clientes domésticos. Até meados do ano, o segmento de clientes industriais representava cerca de 80% do consumo no mercado liberalizado, apresentando algum crescimento em termos absolutos, verificando, em Dezembro um peso relativo pouco superior a 2/3. Já o segmento de clientes domésticos seguiu uma tendência sempre crescente ao longo do ano, tanto em valores absolutos como em peso relativo no consumo total, culminando o ano a representar cerca de 13% do consumo total (face a cerca de 2% em Janeiro).

⁸ O consumo mensal anualizado corresponde a extrapolar o consumo mensal efectivo de um dado mês para um ano inteiro de consumos, num cenário em que se assume que não entram nem saem clientes do mercado liberalizado.

**Figura 3-2 – Consumos no mercado liberalizado em 2007
(Consumo mensal anualizado)**



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

A 1 de Julho de 2007 entrou oficialmente em funcionamento o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), tendo por base um mercado diário único (OMEL) e o Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

A gestão das interligações entre Portugal e Espanha baseia-se num Mecanismo de Gestão Conjunta estabelecido entre ambos os países cujas regras e princípios estão definidos nos seguintes regulamentos:

- Regulamento CE n.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho e Decisão n.º 006/770/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.

Nos termos do RARI, compete ao operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, a determinação e divulgação da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, em coordenação com o seu homólogo espanhol, bem como a gestão da interligação

Portugal – Espanha através do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha. Este mecanismo visa a atribuição de direitos físicos de capacidade de interligação e a gestão das interligações (PTR), mediante a articulação entre a:

- Realização de leilões explícitos de capacidade, em horizonte temporal anterior ao horizonte diário.
- Atribuição implícita no processo de funcionamento normal do mercado diário e intradiário, com recurso à eventual necessidade de separação do mercado (*market splitting*) em duas áreas de preço em caso de congestionamento da interligação internacional.

O Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha visa igualmente a gestão de eventuais receitas provenientes da atribuição da capacidade de interligação, nomeadamente receitas resultantes de leilões explícitos e receitas resultantes da diferença de preços entre as duas áreas de preço que ocorre quando da separação de mercado por congestionamento da interligação.

LEILÕES EXPLÍCITOS

Os leilões explícitos de capacidade são organizados em três diferentes horizontes temporais, anual, trimestral e mensal, pelos operadores das redes de transporte, na sua função de gestores de sistema.

A calendarização dos diferentes leilões é publicada na página de Internet de ambos os operadores das redes de transporte. Antes da celebração de cada leilão são indicadas as especificações dos mesmos, bem como a capacidade mínima disponível em cada sentido e os prazos para a recepção de ofertas.

De acordo com o aprovado no Conselho de Reguladores do MIBEL, na sua reunião de 22 de Maio de 2007, a repartição da capacidade de interligação a ser atribuída nos leilões explícitos anuais, trimestrais e mensais seria de 15% da capacidade de interligação, em cada horizonte temporal, sendo a restante capacidade atribuída no mercado diário (55%).

Como princípio geral, os leilões explícitos devem atribuir o máximo de capacidade que lhes seja permitido, garantindo que os saldos líquidos dos programas de interligação não sejam superiores ao valor máximo disponível nessa interligação num determinado sentido de fluxo.

As sessões de leilão devem ser coordenadas com o operador de rede espanhol, atribuindo a capacidade em função dos preços oferecidos, começando pela oferta de preço mais elevado, até esgotar a capacidade disponível para esse leilão.

A atribuição de capacidade deve produzir uma obrigação de pagamento firme para o agente de mercado a quem foi atribuída capacidade, em função do preço de fecho do leilão e do volume de capacidade que lhe foi atribuído. Assim, sempre que o valor da capacidade oferecida e colocada a leilão pelos operadores, a preço nulo, seja superior ao agregado das ofertas dos agentes, não existirá qualquer

pagamento por parte dos agentes de mercado. Caso contrário, ou no caso de ser colocada a leilão não só a capacidade inicial disponibilizada pelo operador, mas também capacidade oferecida por outros agentes (a preço não nulo), por eles adquirida em leilões em horizontes temporais anteriores, a atribuição de capacidade produz uma obrigação de pagamento firme para o agente adjudicatário.

A capacidade atribuída em leilões explícitos pode ser utilizada pelos agentes ou ser vendida (ou transferida) para outros agentes, mediante acordo bilateral ou em sessões de leilões subsequentes. Caso a capacidade total oferecida não seja atribuída, ou caso os agentes não a pretendam utilizar, esta ficará disponível para o mercado diário, sendo o seu titular inicial recompensado por ter cedido a capacidade (princípio do “*Use IT or Get Paid for It*”).

O resultado de cada sessão de leilão, nomeadamente os volumes atribuídos e respectivos preços de fecho do leilão, serão publicados de forma coordenada pelos operadores de transporte de Portugal e Espanha.

Embora estivessem previstos, em 2007 não se realizaram leilões explícitos de capacidade.

ATRIBUIÇÃO IMPLÍCITA NO MERCADO DIÁRIO E SEPARAÇÃO DE MERCADO

Previamente à realização da sessão do mercado diário, os operadores das redes de transporte de Portugal e de Espanha, de forma coordenada, devem enviar ao operador do mercado diário e intradiário informação acerca da capacidade de interligação disponível para ser considerada no processo de encontro de ofertas do mercado diário.

Como princípio geral e tal como para os leilões explícitos, o processo de encontro deve atribuir o máximo de capacidade que lhe seja permitido, garantindo que os saldos líquidos dos programas de interligação não sejam superiores ao valor máximo disponível, nessa interligação num determinado sentido de fluxo.

Sempre que, na sequência do processo de encontro de ofertas, resulte um saldo na interligação superior à capacidade disponível, apenas são aceites as ofertas de venda da área exportadora conducentes ao valor limite de capacidade de interligação, sendo a restante procura da área importadora satisfeita através de ofertas de venda, da área importadora, não aceites inicialmente. Deste modo, resultam duas áreas de mercado com diferentes preços de encontro, sendo o preço inferior na área exportadora e superior na área importadora (ofertas de venda mais caras). A esta separação em duas áreas de preço é dado o nome de separação de mercado (*market splitting*).

A separação de mercado dá origem a uma receita correspondente ao produto, em cada hora, da capacidade de interligação efectivamente utilizada pela diferença de preços entre as duas áreas. Esta receita servirá de base ao processo de compensação aos agentes que tenham cedido os seus direitos de capacidade.

REDUÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL PARA FINS COMERCIAIS

Sempre que se verifique uma situação de exploração de qualquer um dos sistemas eléctricos que leve a alterações (redução) da capacidade de interligação em qualquer um dos sentidos, os operadores das redes de transporte, de forma coordenada, actuam da seguinte forma:

- a) No caso em que a situação de congestionamento na interligação seja identificada antes da comunicação de autorização para a programação, os operadores de transporte devem publicar novos valores de capacidade de interligação, devendo sempre que necessário ser efectuada uma redução da capacidade associada aos direitos físicos de capacidade, mediante um processo de rateio proporcional entre os direitos físicos de capacidade obtidos previamente, independentemente do horizonte temporal em que tenham sido adquiridos. No seguimento destas situações, o agente de mercado cuja capacidade de interligação tenha sido reduzida, terá direito a uma compensação financeira proporcional à capacidade de interligação reduzida e ao diferencial de preços resultante no processo de separação de mercados (preço da zona importadora subtraído do preço da zona exportadora).
- b) Caso a redução de capacidade ocorra após a notificação por parte dos agentes de mercado, os direitos de capacidade e respectivas programações são considerados firmes, devendo os operadores da rede de transporte, na sua função de gestores de sistema, realizar as necessárias acções coordenadas de balanço (redespacho em ambos os sistemas eléctricos), salvo casos fortuitos ou de força maior.
- c) Caso a redução de capacidade ocorra após a notificação por parte dos agentes e resulte de causa fortuita ou de força maior, o agente verá a sua capacidade reduzida, através de rateio, mas será compensado em função do valor de capacidade reduzida valorizado pelo preço médio ponderado dos preços dos leilões explícitos em que foram adquiridos os direitos físicos de capacidade associados a essa programação.

APLICAÇÃO DAS RECEITAS DE CONGESTIONAMENTO

As “receitas de congestionamento”, como são denominadas, dizem respeito às receitas resultantes de:

- Obrigações firmes de pagamento resultantes das sessões de leilões explícitos de capacidade.
- Diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado.

Nos termos estabelecidos no RARI e no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha, estas receitas devem ser destinadas prioritariamente à:

- Compensação económica aos agentes de mercado que, dispondo de direitos físicos de capacidade de interligação atribuídos em leilões explícitos, não notifiquem a intenção de utilizar essa capacidade e a cedam ao mercado diário.

- Compensação económica aos agentes de mercado que dispoñendo de direitos físicos de capacidade de interligação, atribuídos em leilões explícitos, não a possam utilizar, parcial ou totalmente, devido a uma redução de capacidade na interligação posterior à realização desses leilões (mas previamente à notificação do uso da capacidade - programação).
- Compensação económica a efectuar pelo sistema eléctrico exportador ao sistema eléctrico importador, pela energia não exportada em consequência da redução de capacidade de interligação, valorizada ao preço da zona exportadora, devendo também ser devolvida ao sistema importador a renda de congestionamento associada à energia eléctrica não exportada valorizada pela diferença de preços entre zonas no sentido congestionado.

3.1.3 REGULAÇÃO DAS EMPRESAS DE REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

3.1.3.1 OPERADORES DE REDES EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O sistema eléctrico português é constituído por três subsistemas eléctricos não interligados entre si: um no território continental, interligado com Espanha, e dois insulares, correspondentes às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Em cada um destes subsistemas existem operadores das redes de transporte e das redes de distribuição de energia eléctrica a quem cabe, em regime de exclusividade e de serviço público, a construção e a exploração das respectivas infra-estruturas.

De seguida, identificam-se os operadores das redes que operam em cada um dos três subsistemas eléctricos referidos.

PORTUGAL CONTINENTAL

- Em Portugal continental o operador da rede de transporte é a Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), detentora de uma concessão atribuída pelo Estado Português. Em 2007, a rede de transporte tinha 7 426 km.
- Relativamente à distribuição de energia eléctrica, o operador da rede de distribuição de energia eléctrica em Média Tensão e Alta Tensão é a EDP Distribuição – Energia, S.A. (empresa pertencente ao Grupo EDP) entidade detentora de uma concessão atribuída pelo Estado Português. Para além desta concessão, a EDP Distribuição mantém e explora a quase totalidade da rede de distribuição em Baixa Tensão (BT) em Portugal continental, mediante contratos de concessão outorgados pelos órgãos competentes dos respectivos municípios.
- A rede de distribuição em BT não concessionada pela EDP Distribuição tem um peso pouco significativo no total da rede de distribuição em BT, encontrando-se concessionada a 10

empresas de distribuição de pequena dimensão, localizadas nas zonas centro e norte do território continental.

- Em 2007, a totalidade da rede de Distribuição em Portugal tinha 212 302 km.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

- Na Região Autónoma dos Açores a concessão da operação da rede de transporte e distribuição encontra-se atribuída à empresa Electricidade dos Açores, S.A. (EDA), entidade detentora da concessão do transporte e distribuição de energia eléctrica em cada uma das nove ilhas que compõem o Arquipélago dos Açores, atribuída pelo Governo Regional dos Açores.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

- Na Região Autónoma da Madeira a concessão da operação da rede de transporte e da rede de distribuição encontram-se atribuídos à Empresa de Electricidade da Madeira, S.A. (EEM), entidade detentora da concessão do transporte e distribuição de energia eléctrica nas ilhas da Madeira e Porto Santo, atribuída pelo Governo Regional da Madeira.

3.1.3.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA

FORMAS DE REGULAÇÃO

Os proveitos permitidos e as formas de regulação económica da operação das redes, bem como das restantes actividades reguladas encontram-se estabelecidos no Regulamento Tarifário.

A regulação económica exercida pela ERSE e, conseqüentemente, os procedimentos utilizados na determinação dos parâmetros de regulação, diferem consoante se trate da regulação por custos aplicada às actividades de transporte de energia eléctrica e de gestão do sistema do operador da rede de transporte, a REN, às actividades de distribuição das empresas reguladas das Regiões Autónomas, a EDA e a EEM, ou da regulação por preço máximo aplicada à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica do operador da rede de distribuição, a EDP Distribuição.

A regulação por custos, incentivadora dos investimentos, é aplicada ao operador da rede de transporte de Portugal continental e aos operadores das redes das Regiões Autónomas. Neste tipo de regulação, o principal parâmetro de regulação é a taxa do custo de capital, sendo esta a taxa utilizada como taxa de remuneração da base de activos aceite para regulação. Este parâmetro é calculado no início de cada período de regulação e nos últimos períodos regulatórios foi determinado através de estudos desenvolvidos internamente pela ERSE. O método de cálculo utilizado para o cálculo do custo de capital próprio tem-se baseado na metodologia do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

Na actividade de distribuição de energia eléctrica, a fórmula base utilizada é:

$$F \times (IPC - X_F) + W \times P \times (IPC - X_P)$$

em que:

F - Parcela fixa;

P - Parcela variável;

W - Energia entregue;

IPC - Variação do índice de preços no consumidor;

X_F - Ganho de eficiência associado à parcela fixa;

X_P - Ganho de eficiência associado à parcela variável.

Esta fórmula de regulação assenta na determinação de uma parcela fixa base dos proveitos permitidos e de uma parcela variável base (preço unitário de energia eléctrica distribuída), ambas diferenciadas por nível de tensão, que variam (com um tendência normalmente decrescente) ao longo do período de regulação de acordo com a variação do índice de preços no consumidor deduzido de factores de eficiência X_F e X_P , respectivamente. Para além da necessidade de determinação de um custo de capital para a EDP Distribuição, inerente à remuneração desta actividade, e que está subjacente ao cálculo dos valores dos preços base, a determinação de adequados parâmetros X , por nível de tensão, tem sido igualmente essencial na regulação económica da actividade de distribuição de energia eléctrica. Estes parâmetros foram inicialmente calculados pela ERSE tendo por base um estudo de *benchmarking* desenvolvido por um consultor internacional, tendo continuado, posteriormente, a serem actualizados com base em estudos efectuados internamente nesta entidade. Para o período de regulação de 2006 a 2008, os ganhos de eficiência foram calculados por análise dos custos controláveis de exploração de várias áreas de rede da actividade de distribuição de energia eléctrica, tendo-se determinado várias fronteiras estocásticas de custos, relativamente às quais se mediram os ganhos de eficiência.

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 em detalhe 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 cálculo das tarifas obedece à metodologia de cálculo previamente estabelecida no Regulamento Tarifário. O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído

regulamentarmente. Até 1 de Maio de cada ano as empresas reguladas enviam à ERSE os dados físicos e contabilísticos referentes ao ano anterior. As estimativas para o ano em curso e as previsões para o ano seguinte são enviadas até 15 de Junho. Com base nessa informação, e eventuais esclarecimentos adicionais, a ERSE formula uma proposta de tarifas devidamente justificada ao Conselho Tarifário até 15 de Outubro. O Conselho Tarifário, onde estão representados os consumidores e as empresas reguladas, analisa a proposta da ERSE e envia o seu parecer até 15 de Novembro. Tendo em conta esse parecer (não vinculativo), a ERSE publica, até 15 de Dezembro, as tarifas para vigorarem a partir de 1 de Janeiro do ano seguinte.

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

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 leva à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais aos seus clientes, calculadas adicionando-se às tarifas de Acesso às Redes as tarifas de Comercialização e de Energia. Estas duas últimas reflectem por um lado, os custos de comercialização do comercializador de último recurso e, por outro lado, 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.

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 lado, 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.

A tarifa de Uso Global do Sistema permite recuperar os proveitos da actividade de gestão global do sistema que inclui (i) a operação do sistema, os custos com a ERSE, (ii) as transferências para a Autoridade da Concorrência, (iii) os custos referentes aos mercados organizados, (iv) os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, (v) os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no

Consumo (PPEC), (vi) o sobrecusto da produção a partir de energias renováveis e outros custos de política energética. A partir de Setembro de 2007 esta tarifa passou a recuperar também os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), que visam ressarcir os produtores de energia eléctrica, cujos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) cessaram, pelos custos ociosos daí resultantes (*stranded costs*).

A tarifa de Uso da Rede de Transporte permite recuperar os proveitos da actividade de transporte de energia eléctrica que inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte.

As tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT permitem recuperar os proveitos das actividades reguladas de distribuição de energia eléctrica em AT e MT que correspondem ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos seus pontos de recepção até aos clientes finais. De igual modo a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica em BT e as rendas de concessão dos municípios. Os custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, no âmbito do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental, são recuperados nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT.

A tarifa de Comercialização de Redes permite recuperar os proveitos da actividade de comercialização de redes que inclui, nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes e outros serviços regulados, bem como os custos relativos à gestão do processo de mudança de fornecedor.

Adicionalmente, no âmbito da comercialização de último recurso são estabelecidas as tarifas de Energia e de Comercialização.

A tarifa de Energia permite recuperar os proveitos da actividade regulada de compra e venda de energia eléctrica do comercializador de último recurso que inclui os encargos de aquisição de energia eléctrica em mercado para abastecimento dos seus clientes. Até Julho de 2007, vigoravam os CAE, sendo a REN responsável pela aquisição da energia eléctrica consumida. A partir de 1 de Julho, com a extinção de 31 dos 33 CAE, o comercializador de último recurso passa a adquirir energia eléctrica nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais previamente aprovados pela ERSE.

A tarifa de Comercialização permite recuperar os proveitos da actividade de comercialização do comercializador de último recurso que engloba as estruturas comerciais de venda de energia eléctrica aos seus clientes, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

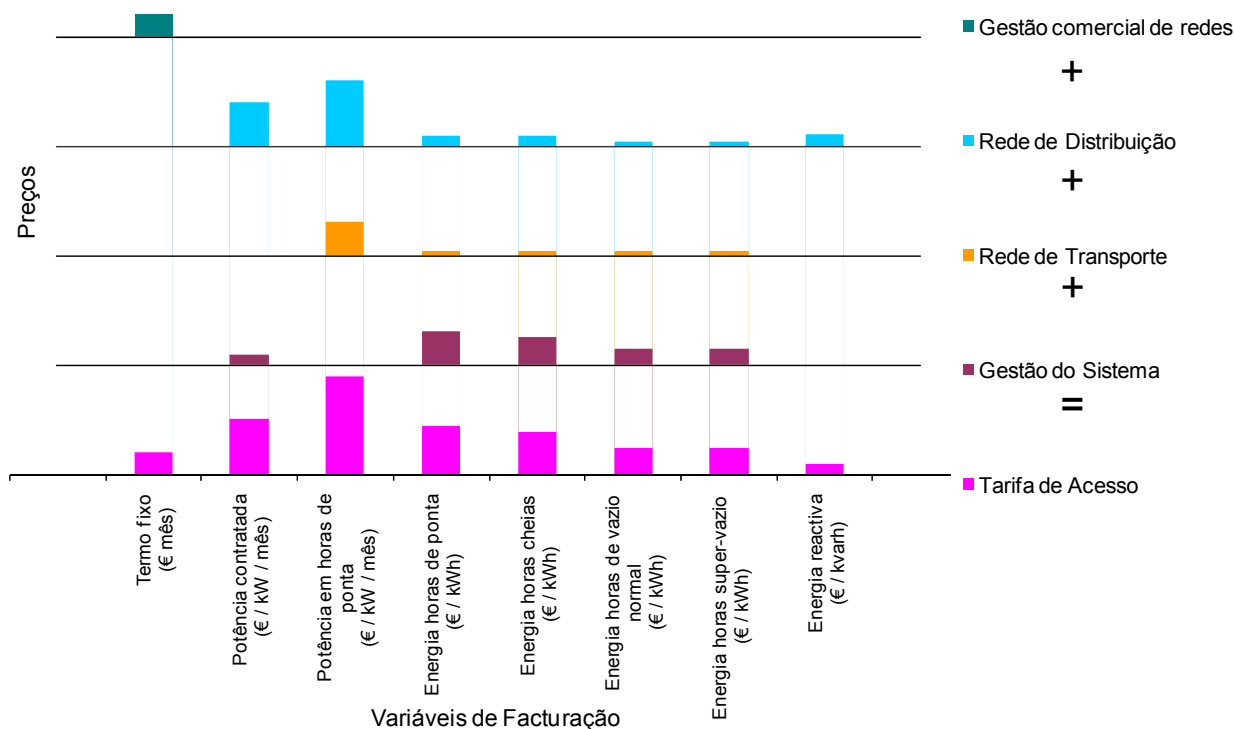
ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

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 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 aos seus clientes são calculadas, a partir das tarifas por actividade incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas de Energia e de Comercialização.

Os preços das tarifas de acesso de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por actividade. Esta metodologia de cálculo das tarifas apresenta-se de forma simplificada na Figura 3-3, designando-se por aditividade tarifária.

Figura 3-3 – Aditividade tarifária aplicada ao cálculo da tarifa de acesso



Na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais, esta realidade permite evitar subsidiação 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 promotora da maximização do bem estar social.

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 é que paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MT, e em que termos de facturação é que esse valor é considerado. Poderá assim, ser dada a possibilidade de desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelos vários componentes tarifários regulados aplicáveis, por preço médio e por termo tarifário. Esta possibilidade está prevista na actual regulamentação do sector eléctrico.

Refira-se que as tarifas são aplicadas por ponto de entrega, sendo os seus preços, caso seja necessário, convertidos para os vários níveis de tensão mediante a aplicação de factores de ajustamento para perdas. Quando o equipamento de medida do consumo não permite a aplicação directa das variáveis de facturação das tarifas por actividade, então são calculados preços a aplicar às variáveis medidas, utilizando-se para o efeito perfis de consumo caracterizadores das várias opções tarifárias.

A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 3-1 apresentam-se as componentes de custo incluídas nas tarifas a pagar pelo acesso às redes em 2007, que vigoraram até à revisão extraordinária de tarifas que ocorreu em Setembro de 2007. Neste Quadro mostra-se, igualmente, o montante de proveitos proporcionado por cada uma das tarifas. Verifica-se que os consumidores de energia eléctrica pagam pelo acesso às redes tal como referido anteriormente vários custos relacionados com o interesse económico geral ou de política energética, a saber: prémios atribuídos à produção em regime especial (renováveis e cogeração), terrenos do domínio público hídrico, custos com o OMIP, sobrecustos das regiões insulares ultraperiféricas, rendas de concessão dos municípios, Autoridade da Concorrência, Plano de Promoção da Eficiência no Consumo e Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.

Quadro 3-1 - Discriminação dos custos incluídos nas tarifas a pagar pelo acesso às redes de Janeiro a Agosto de 2007

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES	PROVEITOS (10 ³ EUR)	COMPONENTES DE CUSTO	(%)
USO GLOBAL DO SISTEMA	538 368	Gestão do Sistema	9
		Serviços de Sistema	8
		Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos	1
		Autoridade da Concorrência	0
		Sobrecusto Produção Regime Especial	69
		Terrenos do Domínio Público Hídrico	10
		OMIP, S.A. e OMICLEAR, S.A.	0
		Plano de Promoção da Eficiência no Consumo	2
		Sobrecusto Convergência Regiões Autónomas	0
		USO DA REDE DE TRANSPORTE	194 204
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT/MT	449 854	Rede de Distribuição	99
		Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	1
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT	663 340	Rede de Distribuição	65
		Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	0
		Rendas Concessão Municípios	35
COMERCIALIZAÇÃO DE REDES	151 911	Leitura, facturação e cobrança das tarifas de uso de redes	100

Do Quadro 3-2 ao Quadro 3-4 apresentam-se, para o período compreendido entre Janeiro e Agosto de 2007, os preços a pagar pelo acesso às redes pelos clientes em Alta Tensão (AT), Baixa Tensão Especial (BTE) e Baixa Tensão Normal (BTN) com uma potência contratada inferior a 20,7 kVA e dois preços de energia activa diferenciados por período horário (Tarifa Bi-horária).

Os preços apresentados encontram-se desagregados por cada uma das tarifas por actividade (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes) e por variável de facturação (Termo fixo, Potência, Energia activa e Energia reactiva).

Os preços da tarifa de acesso às redes em cada nível de tensão resultam do somatório, variável de facturação a variável de facturação, dos preços das tarifas por actividade convertidos para o nível de tensão de entrega da energia. Por exemplo, o preço da potência em horas de ponta da tarifa de acesso às redes em BTE é obtido pelo somatório dos preços da potência em horas de ponta das tarifas: Uso da Rede de Transporte em AT, Uso da Rede de Distribuição em AT, Uso da Rede de Distribuição em MT e Uso da Rede de Distribuição em BT.

Quadro 3-2 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em AT de Janeiro a Agosto de 2007

PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM AT									
Tarifa	Termo Fixo (EUR/mês)	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		contratada	horas de ponta	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
Uso Global do Sistema	-	0,000	-	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	1,653	0,0009	0,0008	0,0008	0,0007	-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	0,084	0,126	0,0006	0,0005	0,0003	0,0003	0,0150	0,0112
Comercialização de Redes em AT	103,56	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa de Acesso às Redes em AT	103,56	0,084	1,779	0,0097	0,0095	0,0093	0,0092	0,0150	0,0112

Quadro 3-3 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTE de Janeiro a Agosto de 2007

PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM BTE									
Tarifa	Termo Fixo (EUR/mês)	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		contratada	horas de ponta	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
Uso Global do Sistema	-	0,000	-	0,0184	0,0181	0,0177		-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	1,855	0,0010	0,0009	0,0008		-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	0,236	0,0007	0,0006	0,0003		-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	3,570	0,0021	0,0018	0,0009		-	-
Uso da Rede de Distribuição em BT	-	0,635	5,716	0,003	0,0026	0,0016		0,0191	0,0146
Comercialização de Redes em BT	27,89	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa de Acesso às Redes em BTE	27,89	0,635	11,377	0,0252	0,0240	0,0213		0,0191	0,0146

Quadro 3-4 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTN Bi-horária <20,7kVA e >2,3kVA de Janeiro a Agosto de 2007

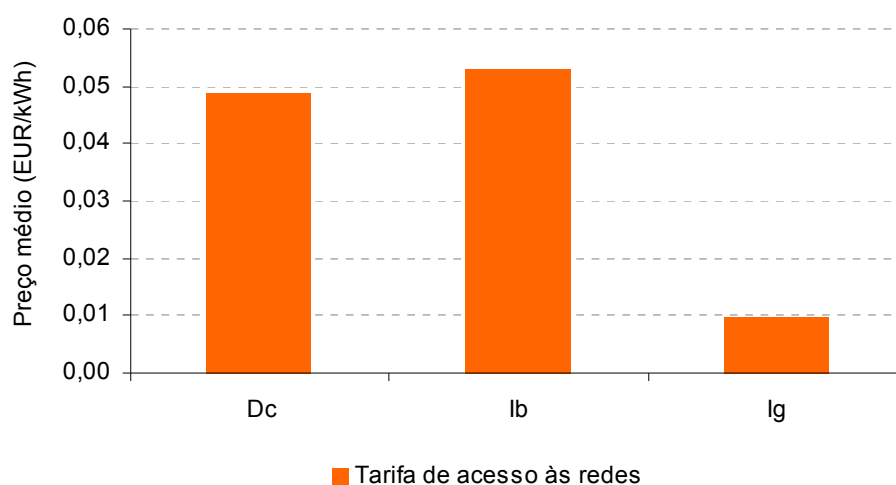
PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM BTN BI-HORÁRIA <=20,7 kVA e >2,3 kVA									
Tarifa	Termo Fixo (EUR/mês)	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		contratada	horas de ponta	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
Uso Global do Sistema	-	0,000	-	0,0182		0,0177		-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	-	0,0073		0,0008		-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	-	0,0014		0,0003		-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	-	0,0142		0,0009		-	-
Uso da Rede de Distribuição em BT	-	0,635	-	0,0224		0,0016		-	-
Comercialização de Redes em BT	1,58	-	-	-		-		-	-
Tarifa de Acesso às Redes em BTN	1,58	0,635	-	0,0635		0,0213		-	-

Na Figura 3-4 apresentam-se os preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes. Estes preços médios resultam da aplicação dos preços das tarifas apresentadas nos quadros anteriores aos perfis de consumo estabelecidos para os consumidores-tipo Dc, Ib e Ig, apresentados no Quadro 3-5. Os valores apresentados não incluem o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA), à taxa legal em vigor de 5%.

Quadro 3-5 - Caracterização dos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig em 2007

Consumidor-tipo	Potência contratada (kW)	Consumo anual (kWh)	Consumo anual no vazio (kWh)	Utilização (horas)
Dc	4,6	3 500	1 300	761
Ib	50	50 000	0	1 000
Ig	4 000	24 000 000	11 040 000	6 000

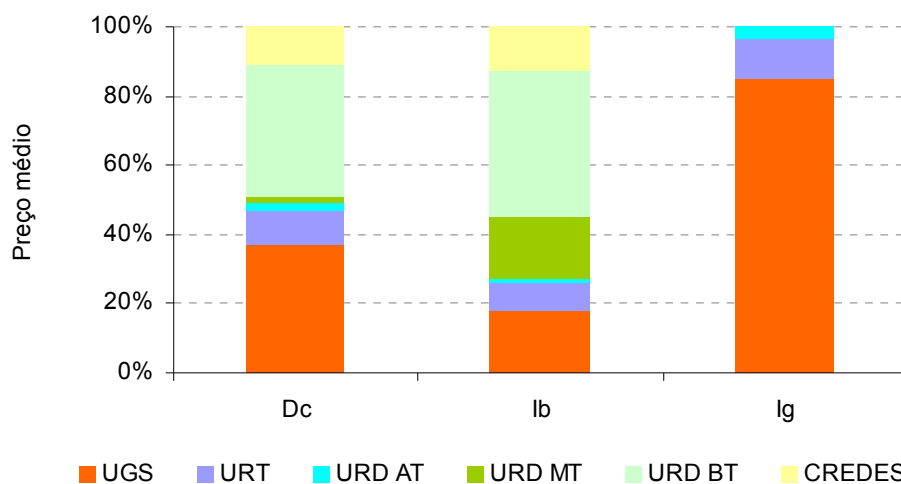
Figura 3-4 - Preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes de Janeiro a Agosto de 2007



Relativamente à Figura 3-4, importa referir que os consumidores-tipo Ib, apesar de apresentarem uma utilização da potência contratada mais elevada que os consumidores-tipo Dc, observam um preço médio de acesso às redes mais elevado que estes consumidores-tipo. Esta situação resulta do facto de os consumidores-tipo Ib, contrariamente aos consumidores-tipo Dc, não consumirem no período de vazio, o que se traduz numa penalização do preço médio destes consumidores.

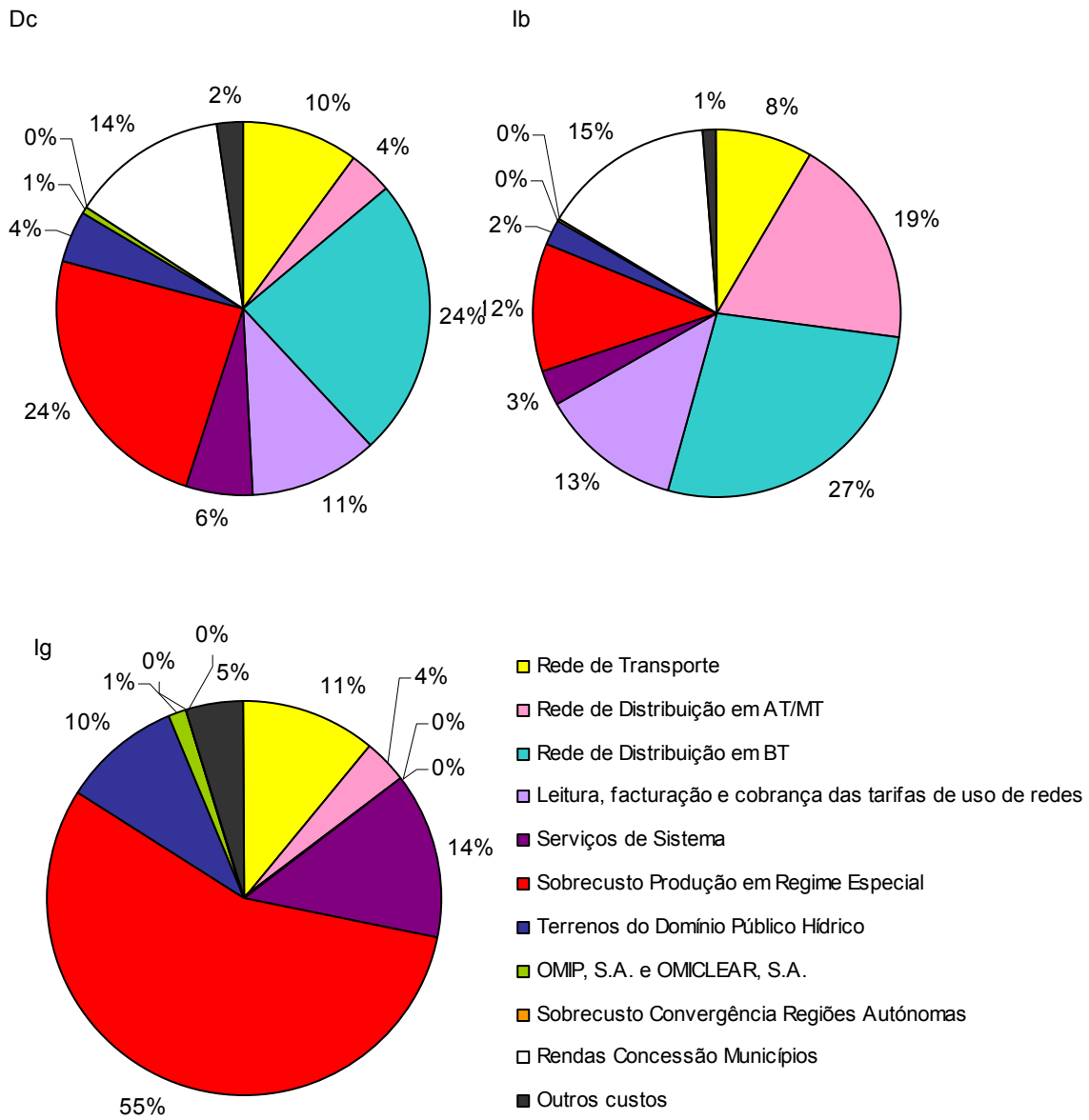
Na Figura 3-5 e na Figura 3-6 apresenta-se a estrutura dos preços médios pagos pelos consumidores tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes de Janeiro e Agosto de 2007. Na Figura 3-5 o preço médio de cada cliente é decomposto nas diversas tarifas por actividade que compõem a sua tarifa de acesso às redes. Na Figura 3-6 esta desagregação é estendida ao tipo de custo.

Figura 3-5 - Estrutura dos preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes de Janeiro a Agosto de 2007



Legenda: UGS - Uso Global do Sistema, URT - Uso da Rede de Transporte, URDAT - Uso da Rede de Distribuição em AT, URDMT - Uso da Rede de Distribuição em MT, URDBT - Uso da Rede de Distribuição em BT, CR - Comercialização de Redes

Figura 3-6 - Decomposição do preço médio pago pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes de Janeiro a Agosto de 2007



No Quadro 3-6 sintetizam-se os preços médios apresentados na Figura 3-5 e na Figura 3-6.

Quadro 3-6 - Preços médios das tarifas de Acesso às Redes de Janeiro a Agosto de 2007

Unidade: €/kWh

Tarifa	Consumidor-tipo		
	Dc	Ib	Ig
Uso Global do Sistema (UGS)	0,0180	0,0094	0,0082
Uso da Rede de Transporte (URT)	0,0049	0,0045	0,0011
Uso da Rede de Distribuição em AT (URD AT)	0,0010	0,0006	0,0003
Uso da Rede de Distribuição em MT (URD MT)	0,0009	0,0093	0,0000
Uso da Rede de Distribuição em BT (URD BT)	0,0185	0,0225	0,0000
Comercialização de Redes (CREDES)	0,0054	0,0067	0,0000
Tarifa de Acesso às Redes sem IVA	0,0487	0,0531	0,0096
Tarifa de Acesso às Redes com IVA	0,0512	0,0557	0,0101

O consumo de electricidade está sujeito a uma taxa de IVA de 5%.

Na sequência do Decreto-lei n.º 264/2007, como já referido, a ERSE publicou novas tarifas de Venda a Clientes Finais e de Acesso às Redes para o período de Setembro a Dezembro de 2007. O enquadramento desta revisão tarifária é apresentada no ponto 3.2.2.

No quadro seguinte apresenta-se a variação tarifária entre as tarifas de Acesso às Redes em vigor a partir de 1 de Setembro de 2007 e as tarifas aprovadas em Dezembro de 2006.

Quadro 3-7 - Variação das tarifas de Acesso às Redes a partir de Setembro de 2007, em Portugal continental

	Variação Set07/Jan07
Tarifas de Acesso às Redes	10,6%
Acesso às Redes em MAT	17,8%
Acesso às Redes em AT	14,0%
Acesso às Redes em MT	7,9%
Acesso às Redes em BTE	6,3%
Acesso às Redes em BTN	11,5%

INFORMAÇÃO PRESTADA PELOS OPERADORES DE REDES SOBRE TARIFAS E LIGAÇÕES ÀS REDES

A legislação e regulamentação do sector eléctrico impõem aos operadores de redes de transporte e de distribuição um conjunto alargado de obrigações de informação aos consumidores e agentes de

mercado. As obrigações de informação aos utilizadores das redes estão consagradas no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento Tarifário, no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, no Regulamento da Qualidade de Serviço e nos contratos de uso das redes.

Os operadores de redes têm a obrigação de informar todos os interessados sobre as tarifas e preços regulados que praticam. Têm ainda o dever de informação e aconselhamento sobre as melhores opções disponíveis.

Relativamente à divulgação de informação sobre tarifas, importa ainda referir o papel desenvolvido pela ERSE e pelos comercializadores. A ERSE publica informação completa sobre as tarifas e elabora folhetos informativos destinados a ajudar os consumidores a conhecerem e compreenderem os preços das tarifas. Adicionalmente, disponibiliza ferramentas informáticas (simuladores) na sua página na Internet destinadas a facilitar aos clientes a escolha da melhor opção tarifária tendo em conta as características de consumo das suas instalações.

Os comercializadores assumem igualmente um papel muito importante na informação prestada aos consumidores sobre tarifas, designadamente as tarifas de uso das redes. Recorde-se que em Portugal os clientes se relacionam preferencialmente com o seu comercializador. O relacionamento dos clientes com os operadores de redes ocorre somente para efeitos de requisição de ligação à rede, assistência técnica (avarias) e comunicação de leituras. As facturas dos comercializadores evidenciam a parcela do valor total da factura que corresponde ao uso das redes.

A regulamentação estabelece a obrigação do operador de rede informar e aconselhar o requisitante de ligação à rede, designadamente sobre o nível de tensão a que deve ser efectuada a ligação, de modo a proporcionar as melhores condições técnicas e económicas, considerando os aspectos que integram a requisição de ligação. Esta obrigação de informação acarreta, designadamente, a elaboração e publicação de folhetos informativos sobre o estabelecimento de ligações às redes, bem como a obrigatoriedade de apresentação de orçamentação para a ligação solicitada. O orçamento relativo aos encargos de ligação deve incluir, entre outras, as seguintes informações:

- Identificação dos elementos de ligação necessários, com indicação das respectivas características técnicas e dimensionamento.
- Identificação do ponto de ligação à rede.
- Tipo, quantidade e custo dos principais materiais, equipamentos e mão de obra utilizados na construção da ligação.
- Condições de pagamento.
- Prazo de execução da ligação e validade do orçamento.

As condições e prazos de pagamento dos encargos relativos a ligações às redes são estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais aprovado pela ERSE.

3.1.3.3 CONTINUIDADE 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.

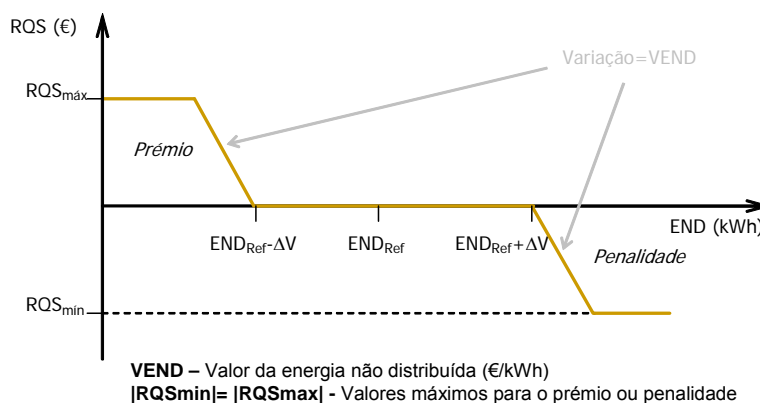
Relativamente à qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica nas Regiões Autónomas, foram publicados em 2004 os respectivos regulamentos com aplicação na Madeira e nos Açores.

INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O Regulamento Tarifário, de responsabilidade da ERSE, 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 estabelecido no Regulamento Tarifário depende do valor de energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função, conforme esquematizado na Figura 3-7.

Figura 3-7 – Mecanismo de incentivo à continuidade de serviço



Considerando a informação disponível até à data, prevê-se que em 2007 o valor de energia não distribuída seja próximo de $END_{Ref} - \Delta V$, o que significa que o incentivo de qualidade de serviço, devido à qualidade de serviço prestada em 2007, e a repercutir em 2009, poderá ser nulo ou constituir um prémio.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO EM 2007

De 2006 para 2007, não existiram alterações nos regulamentos da qualidade de serviço.

De seguida é apresentada a caracterização das redes de transporte e distribuição em termos de continuidade de serviço com base em 3 indicadores para cada sistema (transporte e distribuição), determinados para o ano de 2007:

- TIE – Tempo de Interrupção Equivalente: indicador de aplicação à rede de transporte. Traduz o tempo de interrupção do sistema com base no valor médio da potência anual expectável (P_{me}).

$$TIE = \frac{\text{Energia não fornecida}}{P_{me}}$$

sendo:

$$P_{me} = \frac{\text{Energia não fornecida}}{\text{Energia não fornecida} + \text{Energia fornecida}} \times \text{número minutos num ano}$$

- 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.

$$TIEPI = \frac{\text{Soma dos produtos da potência instalada afectada pela duração de cada interrupção}}{\text{Totalidade da potência instalada}}$$

- SAIDI – Duração média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição.

$$SAIDI = \frac{\text{Soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega}}{\text{Número total de pontos de entrega}}$$

- SAIFI – Frequência média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição.

$$SAIFI = \frac{\text{Soma do número de interrupções em todos os pontos de entrega}}{\text{Número total de pontos de entrega}}$$

Os pontos de entrega são os pontos da rede onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação de clientes ou a outra rede.

O Quadro 3-8 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço, registados em Portugal continental, em 2007. 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 3-8 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2007

Nível Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
Transporte	TIE (min)		0,87
	SAIFI		0,19
	SAIDI (min)		0,94
Distribuição MT	TIEPI (min)	3,82	104,47
	SAIFI	0,04	3,02
	SAIDI (min)	6,86	162,22
Distribuição BT	SAIFI	0,04	2,62
	SAIDI (min)	7,31	136,00

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 2007 ainda não foi disponibilizada pelo operador da rede de distribuição.

O Quadro 3-9 e o Quadro 3-10 apresentam os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados nas ilhas da Região Autónoma dos Açores. No cálculo dos indicadores são consideradas as interrupções com duração superior a 3 minutos. O Quadro 3-10 apresenta informação das ilhas do arquipélago, nas quais a veiculação da energia eléctrica é exclusivamente efectuada pela rede de distribuição.

Quadro 3-9 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma dos Açores constituídas por sistema de transporte e distribuição, 2007

Ilha	Nível de Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
São Miguel	Transporte	TIE (min)	0,006	
		SAIFI	0,13	
		SAIDI (min)	0,56	
	Distribuição MT	TIEPI (min)	135,25	161,95
		SAIFI	n.d.	n.d.
		SAIDI (min)	n.d.	n.d.
	Distribuição BT	SAIFI	n.d.	n.d.
		SAIDI (min)	n.d.	n.d.
	Terceira	Transporte	TIE (min)	2,05
SAIFI			2,6	
SAIDI (min)			3,2	
Distribuição MT		TIEPI (min)	373,47	445,32
		SAIFI	n.d.	n.d.
		SAIDI (min)	n.d.	n.d.
Distribuição BT		SAIFI	n.d.	n.d.
		SAIDI (min)	n.d.	n.d.
Pico		Transporte	TIE (min)	7,66
	SAIFI		6,5	
	SAIDI (min)		13,36	
	Distribuição MT	TIEPI (min)	188,95	138,75
		SAIFI	4,2	14,0
		SAIDI (min)	234,70	713,18
	Distribuição BT	SAIFI	4,1	12,5
		SAIDI (min)	191,1	646,9

Nota: Valores provisórios.

Fonte: EDA

Quadro 3-10 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma dos Açores constituídas apenas por redes de distribuição, 2007

Ilha	Nível de Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
Santa Maria	Distribuição MT	TIEPI (min)	167,73	109,78
		SAIFI	3,6	4,5
		SAIDI (min)	216,78	100,02
	Distribuição BT	SAIFI	3,5	4,4
		SAIDI (h)	172,0	102,6
Graciosa	Distribuição MT	TIEPI (min)	367,93	131,77
		SAIFI	3,6	10,8
		SAIDI (min)	288,14	247,17
	Distribuição BT	SAIFI	2,6	9,5
		SAIDI (min)	200,90	222,20
São Jorge	Distribuição MT	TIEPI (min)	360,63	27,73
		SAIFI	9,2	14,5
		SAIDI (min)	534,84	519,87
	Distribuição BT	SAIFI	8,2	13,6
		SAIDI (min)	475,1	587,0
Faial	Distribuição MT	TIEPI (min)	256,65	627,10
		SAIFI	n.d.	n.d.
		SAIDI (min)	n.d.	n.d.
	Distribuição BT	SAIFI	n.d.	n.d.
		SAIDI (min)	n.d.	n.d.
Flores	Distribuição MT	TIEPI (min)	149,40	172,95
		SAIFI	0,6	5,7
		SAIDI (min)	229,72	473,84
	Distribuição BT	SAIFI	2,4	7,0
		SAIDI (min)	140,00	337,10

Nota: Valores provisórios.

Fonte: EDA

Em 2007 registaram-se 2 326 situações de incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, representando cerca de 2% do número de clientes da EDA.

O Quadro 3-11 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 3-11 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma da Madeira, 2007

Ilha	Nível de tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
Madeira	Transporte	TIE (min)	14,38	23,33
		SAIFI	0,56	2,60
		SAIDI (min)	32,00	88,40
	Distribuição MT	TIEPI (min)	43,27	69,01
		SAIFI	0,67	3,54
		SAIDI (min)	58,55	91,45
	Distribuição BT	SAIFI	1,71	6,69
		SAIDI (min)	126,60	150,00
	Porto Santo	Transporte	TIE (min)	7,22
SAIFI			1,50	4,25
SAIDI (min)			12,75	72,00
Distribuição MT		TIEPI (min)	38,47	79,96
		SAIFI	1,07	4,33
		SAIDI (min)	43,54	79,32
Distribuição BT		SAIFI	4,58	2,11
		SAIDI (min)	250,80	24,00

Fonte: EEM

Em 2007 verificou-se o incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, associados à duração total das interrupções em clientes, em seis instalações de clientes da região Autónoma da Madeira (três instalações em BT e três instalações em MT).

3.1.3.4 LIGAÇÃO ÀS REDES

Os operadores das redes eléctricas, dentro da sua área de intervenção, são obrigados a proporcionar a ligação às suas redes das instalações dos clientes que a requisitem, desde que verificadas as condições técnicas e legais aplicáveis.

O Regulamento de Relações Comerciais define dois tipos de elementos de ligação para instalações em MT e BT:

- Elementos de ligação para uso exclusivo – infra-estrutura física por onde esteja previsto transitar, exclusivamente, a energia eléctrica produzida ou consumida numa determinada instalação de utilização de energia eléctrica. Para auxiliar na delimitação dos elementos de ligação para uso exclusivo, o comprimento máximo destes elementos é aprovado pela ERSE com base em propostas apresentadas pelos operadores de redes. O valor do comprimento máximo, que depende do nível tensão, foi aprovado durante o primeiro semestre de 2007 (30 metros nas ligações em BT; 250 metros nas ligações em MT).

- Elementos de ligação para uso partilhado – infra-estrutura física que permite a ligação à rede de mais de uma instalação de utilização de energia eléctrica.

O Regulamento de Relações Comerciais define o tipo de encargos que podem ser solicitados ao requisitante de uma ligação à rede em MT e BT, estabelecendo os princípios que orientam a repartição desses encargos, bem como as formas de pagamento e o seu eventual faseamento.

Os encargos com a ligação à rede ou com o aumento de potência requisitada de instalações em AT ou MAT são objecto de acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

Em MT e BT, os encargos resultantes da construção dos elementos de ligação para uso exclusivo são suportados integralmente pelos requisitantes das ligações até ao limite dos encargos correspondentes ao comprimento máximo aprovado pela ERSE.

Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado em MT e BT são calculados com base num preço aprovado pela ERSE (1.º semestre de 2007) que depende da distância e potência requisitada. Estes valores dependem do tipo de rede (aérea ou subterrânea), bem como do nível de tensão.

Os operadores das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica devem exigir a comparticipação nos custos de acções imediatas ou diferidas necessárias ao reforço da rede, na sequência de uma requisição de ligação ou de um aumento de potência requisitada. A comparticipação devida é função da potência requisitada, tendo os respectivos parâmetros sido publicados no 1.º semestre de 2007.

A regulamentação em vigor procurou introduzir uma sinalização económica quanto à escolha da localização da instalação que se pretende ligar à rede, bem como quanto às potências requisitadas, considerando as características de cada requisição individual.

A regulamentação estabelece a obrigação do operador de rede informar e aconselhar o requisitante de ligação à rede, designadamente sobre o nível de tensão a que deve ser efectuada a ligação, de modo a proporcionar as melhores condições técnicas e económicas, considerando os aspectos que integram a requisição de ligação. Esta obrigação de informação acarreta, designadamente, a elaboração e publicação de folhetos informativos sobre o estabelecimento de ligações às redes, bem como a obrigatoriedade de apresentação de orçamentação para a ligação solicitada.

A legislação vigente sobre a ligação dos centros electroprodutores às redes de transporte e distribuição de energia eléctrica estabelece que os encargos com a ligação à rede são da responsabilidade dos produtores de energia eléctrica. As condições para a construção da ligação à rede e o eventual pagamento de encargos relativos ao reforço das redes, bem como as condições de pagamento, são estabelecidos por acordo entre as partes. Não se verificando acordo entre o produtor e o operador da

rede, compete à ERSE decidir a repartição de encargos com a ligação à rede, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

No caso dos produtores em regime especial (fontes renováveis, resíduos e instalações de cogeração) é estabelecido directamente pela legislação específica aplicável que a ligação da instalação de produção à rede receptora é construída por iniciativa do produtor de energia eléctrica. Os encargos associados à construção da ligação são da responsabilidade do produtor quando a ligação se destina ao uso exclusivo do produtor. Quando a ligação é utilizada por mais de um produtor, os encargos com a construção dos troços comuns são repartidos na proporção da potência a contratar. Sempre que uma ligação passe a ser utilizada por um novo produtor em regime especial dentro do período da sua amortização, os produtores que tiverem suportado os encargos com a sua construção são ressarcidos na parte ainda não amortizada.

3.1.3.5 BALANÇO

No 1.º semestre de 2007, antes da entrada em vigor do MIBEL, o mecanismo de balanço utilizado coincidiu com o do ano anterior, descrito no último Relatório Anual para a Comissão Europeia.

No 2.º semestre de 2007, a mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de electricidade passou a ser efectuada de acordo com os mercados de ofertas de regulação secundária e terciária.

A REN, na sua função de Gestor Técnico do Sistema, selecciona 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, desvios por excesso e desvios por defeito.

O Quadro 3-12 apresenta as causas para cada tipo de desvio, de acordo com a função associada a cada unidade de programação submetida.

Quadro 3-12 – Tipos de desvio, por função

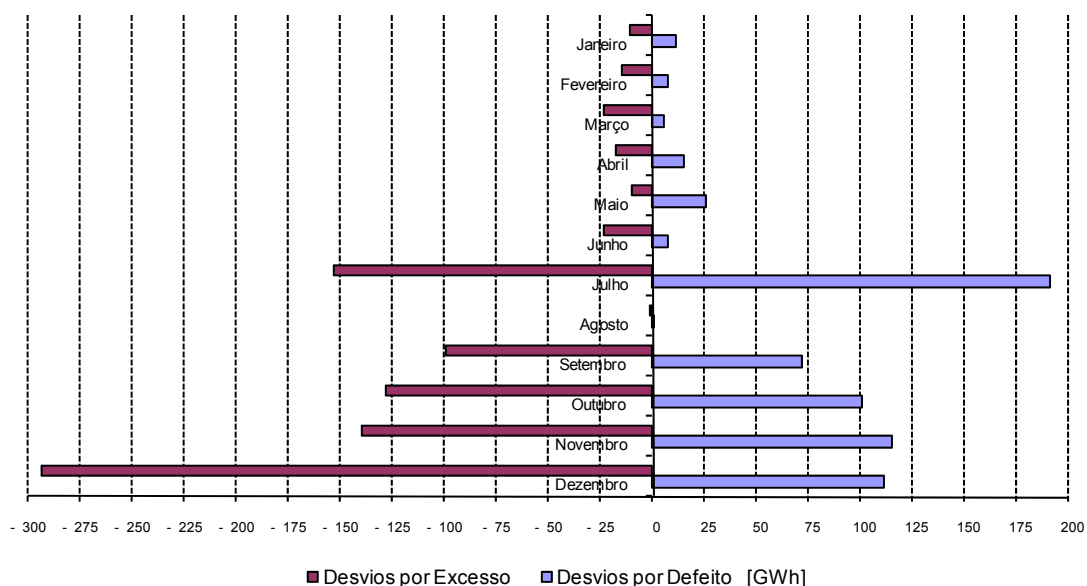
Função	Causa em função do Tipo de Desvio	
	Excesso	Defeito
Consumidores com condição de Agente de Mercado ou aquisição para bombagem	Consumos inferiores ao programa horário de compra	Consumos superiores ao programa horário de compra
Produtores ou Agente Comercial	Emissões superiores ao programa horário 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.

No 2.º semestre, os desvios foram agregados por área de balanço, de acordo com as três áreas então existentes.

Na Figura 3-8 apresenta-se a evolução das energias de desvio ao longo de 2007, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso.

Figura 3-8 – Evolução dos desvios (2007)



O Quadro 3-13 apresenta o valor total anual das energias de desvio por excesso e por defeito, bem como a sua valorização. É de notar que, no 1.º semestre do ano, os desvios ainda foram valorizados com base na metodologia indexada ao preço da tarifa regulada de energia e potência, enquanto no 2.º semestre a valorização dos desvios decorreu directamente dos custos efectivamente apurados da energia de regulação mobilizada. O desvio unitário registou um valor médio anual de 43,67 €/MWh e 54,91 €/MWh, respectivamente, para desvios por excesso e por defeito.

Quadro 3-13 – Desvio total anual e valores unitários (2007)

	Unidade	Valor
Desvio por excesso	MWh	916 930
Valorização dos desvios por excesso	EUR	40 040 770,67
Desvio unitário por excesso	€/MWh	43,67
Desvio por defeito	MWh	658 951
Valorização dos desvios por defeito	EUR	36 180 670,99
Desvio unitário por defeito	€/MWh	54,91

3.1.4 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES

3.1.4.1 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 jurídico e patrimonial, das restantes actividades do sector eléctrico.

A REN, Rede Eléctrica Nacional, é uma entidade juridicamente autónoma das empresas de produção e comercialização de energia eléctrica. Desde 2007, está integrada no grupo REN, Redes Energéticas Nacionais; SGPS, que detém 100% do seu capital social. A 31 de Dezembro de 2007, 51% do seu capital social pertencia ao Estado Português (sendo 31% da Parpública – Participações Públicas e 20% da Caixa Geral de Depósitos), 5% à EDP – Energias de Portugal, 5% à Gestmin, 5% à Logoenergia, 5% à Oliren, 5 % à REE e os restantes 24% em *free float*.

O operador da rede de transporte é responsável pelo desempenho das actividades de transporte de energia eléctrica e de gestão global do sistema, na qual se inclui a função de acerto de contas das transacções efectuadas no mercado.

A regulamentação do sector eléctrico estabelece um conjunto de regras destinadas a assegurar a observância dos princípios da salvaguarda do interesse público, igualdade de tratamento, não discriminação e transparência das decisões no desempenho das funções anteriormente referidas.

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 aquisição e venda da energia relativa aos CAE existentes é uma função desempenhada pelo Agente Comercial que actua de forma independente (separação jurídica) relativamente às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e Gestão Global de Sistema. Esta função é realizada por uma empresa criada em 2007, a REN Trading, integrada no grupo REN.

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, designadamente no relacionamento entre eles e os produtores, o operador da rede de distribuição em média e alta tensão, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes.

É igualmente estabelecido que os responsáveis pela gestão do Agente Comercial devem dispor de independência no exercício das suas competências funcionais, no que se refere às relações com o Gestor de Sistema e Acerto de Contas. Este Código de Conduta deve estabelecer as regras a observar pelo Agente Comercial no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento com o Gestor de Sistema, Acerto de Contas, produtores e comercializadores de último recurso.

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. A legislação não prevê ainda a existência de uma pessoa responsável pela observância de cada Código de Conduta, conforme estabelecido na Directiva. No entanto, 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 consagrados nos Códigos de Conduta. Os resultados destas auditorias são enviados à ERSE.

SEPARAÇÃO CONTABILÍSTICA

Relativamente à separação contabilística, o Regulamento Tarifário prevê 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 para o ano seguinte, devendo os valores reais de cada uma das actividades reguladas ser auditados e acompanhados de um relatório produzido por uma empresa de auditoria independente.

A ERSE, tendo em conta a natureza da informação contabilística que fiscalmente é obrigatória ser tornada pública, emitiu normas complementares ao Regulamento Tarifário especificando e separando qual a informação por actividade que pode ter idêntica divulgação da restante que, por razões de confidencialidade ou grau de desagregação, não deva ser disponibilizada publicamente, sendo

unicamente utilizada pela ERSE para efeito de cálculo das tarifas. No documento anual de justificação das tarifas para o ano seguinte, a ERSE apresenta a informação sobre valores reais e previsionais que entende serem mais significativos para o público interessado, salvaguardando a confidencialidade de eventual informação comercialmente sensível.

A ERSE tem a competência para aceitar ou não os valores enviados pelas empresas para efeito de cálculo das tarifas tendo como prática, qualquer que seja a sua decisão, justificar sempre os valores considerados.

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

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 que não se confunde com o de outras entidades que actuam no sector eléctrico.

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.

PRINCIPAIS PROBLEMAS IDENTIFICADOS

Até 1 de Julho de 2007 a actividade de transporte de energia eléctrica coexistia no mesmo grupo empresarial com a actividade de aquisição de energia eléctrica associada aos CAE. Com a cessação da grande maioria destes contratos este problema ficou mitigado, tendo em conta que os dois CAE que continuaram em vigor passaram a ser geridos pela REN Trading, integrada no grupo REN.

Contudo, de modo a limitar os inconvenientes desta situação que ainda se mantêm, a regulamentação do sector eléctrico estabelece um conjunto de princípios, regras e procedimentos, destinados a assegurar a independência das diferentes actividades.

3.1.4.1.1 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% pela EDP, S.A.. O Grupo EDP detém igualmente empresas que actuam na produção e comercialização de energia eléctrica.

A separação entre a actividade de operação de redes e a actividade de comercialização de último recurso era até ao final de 2006 realizada em termos contabilísticos e organizativos no caso da EDP Distribuição. A partir de 2007, por força do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que transpôs a Directiva 2003/54/CE para o direito nacional, a licença de comercialização de último recurso foi atribuída à EDP Serviço universal, SA (EDP Serviço Universal), passando deste modo a existir uma separação jurídica, continuando no entanto a propriedade a ser detida pela EDP Distribuição, a 100%.

No caso dos pequenos distribuidores de energia eléctrica em baixa tensão, que em conjunto abastecem cerca de 30 mil clientes, a separação de actividades é efectuada em termos contabilísticos. Os pequenos distribuidores de energia eléctrica em baixa tensão exercem igualmente as funções de comercializador de último recurso nas áreas geográficas para as quais detenham licença de distribuição ou contrato de concessão, devendo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que o requeiram, aplicando o regime de tarifas e preços regulados.

A EDP Distribuição, enquanto operador da rede de distribuição, separa contabilisticamente as seguintes actividades:

- Distribuição de Energia Eléctrica.
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- Comercialização de Redes, que inclui a gestão do processo de mudança de comercializador.

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

CÓDIGO DE CONDUTA

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que a EDP Distribuição deve elaborar um Código de Conduta com as regras a observar pelos responsáveis das actividades dos operadores de distribuição, no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento entre eles e os responsáveis pela operação da rede de transporte, os produtores, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes.

A EDP Distribuição 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. O relatório das auditorias e um relatório com a descrição das medidas adoptadas para dar cumprimento ao Código de Conduta são enviados 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 E DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

As imagens da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal, pelo facto de estar integrada num grupo económico, submete-se à do Grupo EDP, podendo ser facilmente confundida com a da própria *Holding* (por exemplo, o logótipo é o mesmo).

No que se refere à página na Internet, a informação sobre a EDP Distribuição pode ser consultada em www.edp.pt, página do Grupo EDP.

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 identificando-se, de seguida, as principais empresas envolvidas e as naturezas das transacções associadas em 2007.

Por força do reforço do processo de integração do MIBEL que, entre outras medidas, se concretizou na obrigação de aquisição de energia eléctrica no mercado por parte do comercializador de último recurso, as actividades da EDP Distribuição relacionadas com a gestão das infra-estruturas e a comercialização da energia eléctrica foram separadas jurídica e contabilisticamente, levando à criação da empresa EDP Serviço Universal (EDP SU), a qual agrega as actividades de comercialização de último recurso. Esta empresa do grupo EDP assume um relacionamento muito estreito com o resto do grupo no que concerne a subcontratação dos serviços comerciais.

No que respeita à EDP Distribuição o montante total de Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) contratados a empresas do grupo EDP, SA representa cerca de 57%, enquanto que no caso da EDP SU esse valor representa 99% do total dos FSE contratados, justificado na totalidade pela actividade de comercialização. No primeiro caso, é a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica que mais contribuiu para aquele peso, representando os serviços prestados pelo grupo EDP nesta actividade cerca de 35% do montante global de FSE da EDP Distribuição.

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.

PRINCIPAIS PROBLEMAS IDENTIFICADOS

Um aspecto que importa melhorar diz respeito à imagem do operador da rede de distribuição e do comercializador de último recurso que aparece frequentemente associado à imagem do Grupo EDP, que detém empresas que actuam na produção e comercialização de energia eléctrica. A utilização do mesmo logótipo e o facto de o operador da rede de distribuição e o comercializador de último recurso não disporem de páginas na Internet completamente autónomas da página do Grupo EDP representam uma falta de clareza que prejudica a imagem de imparcialidade e de neutralidade que deve ser associada ao operador da rede de distribuição e ao comercializador de último recurso.

3.1.4.2 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.

No final de 2007, a EDA continua a ser detida maioritariamente pelo Governo da Região Autónoma dos Açores com 50,1% do capital, sendo a sociedade ESA – Energia e Serviços dos Açores, SGPS, SA, proprietária de acções que representam 39,7% do capital social. A EDP-Gestão da produção de Energia, S.A. com 10% é o outro accionista representativo, estando os restantes 0,2% dispersos por pequenos accionistas.

O capital social da EEM pertence totalmente ao Governo da Região Autónoma da Madeira.

A EDA e a EEM desenvolvem as seguintes actividades:

- Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.
- Distribuição de Energia Eléctrica.
- Comercialização de Energia Eléctrica.

O Decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que estabelece as bases da organização e funcionamento dos sectores da electricidade, aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, com excepção das disposições relativas aos mercados organizados previstos neste diploma e à separação jurídica das actividades de transporte, distribuição e comercialização na condição de esta excepção ser objecto de

derrogação nos termos previstos na Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Julho. As Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira vieram a obter a referida derrogação 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 já anteriormente descritas.

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

Em Portugal continental, a estrutura da oferta de energia eléctrica no mercado grossista⁹ em 2007 é indelevelmente marcada pelo início da vigência do mercado organizado a partir de 1 de Julho para a generalidade dos produtores de energia eléctrica. Com efeito, a partir desta data, o conjunto dos produtores em regime ordinário¹⁰ passaram a colocar as suas ofertas de venda de energia eléctrica no mercado diário do MIBEL, operado pela OMEL.

Tal facto constituiu uma importante transição de regime, passando a formação do preço a efectuar-se de acordo com as regras de um mercado organizado ao invés de ser determinado pelas condições dos contratos de longo prazo (CAE - Contratos de Aquisição de Energia) e pelo princípio do despacho centralizado com critérios de maximização económica e física do sistema.

Esta transição de regime foi precedida da cessação dos CAE e a entrada em vigência de um mecanismo de garantia de condições contratuais, designado como mecanismo de manutenção do equilíbrio contratual, cujos respectivos custos de implementação (CMEC - Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual) são repartidos pelo conjunto do sistema. Ainda assim, subsistem dois operadores, correspondentes a centrais em regime ordinário independentes do incumbente, para as quais o CAE não

⁹ Considera-se, aqui, que o termo mercado grossista corresponde à produção de energia eléctrica bem como aos fluxos internacionais de importação destinados à satisfação do consumo em Portugal continental.

¹⁰ Consideram-se produtores em regime ordinário todos aqueles que não estão abrangidos pelo âmbito da produção em regime especial que, por sua vez, agrega o conjunto de produtores a partir de fontes renováveis, e resíduos, incluindo a produção hídrica com potência até 10 MVA, bem como a cogeração.

cessou, mas cujas ofertas em mercado são operacionalizadas por uma entidade especificamente criada para o efeito no âmbito do universo empresarial do operador da rede de transporte.

Desta forma, o fornecimento grossista de energia eléctrica em Portugal continental a partir do início do segundo semestre de 2007 passou a assentar nos seguintes tipos de produção:

- Produção de energia eléctrica em regime ordinário integrada no mecanismo dos CMEC, cujas ofertas de venda são colocadas no mercado organizado¹¹ ou através da celebração de contratos bilaterais.
- Produção de energia eléctrica em regime ordinário não integrada no mecanismo dos CMEC por não terem cessado os respectivos CAE, cujas ofertas de venda são colocadas no mercado organizado ou através da celebração de contratos bilaterais por uma entidade gestora independente do detentor da central.
- Produção de energia eléctrica em regime ordinário oriunda do mercado liberalizado e que coloca as ofertas de venda no mercado organizado ou através da celebração de contratos bilaterais.
- Produção em regime especial, cujos volumes produzidos são garantidamente adquiridos pelo comercializador de último recurso, a preço regulado, devendo o respectivo sobrecusto ser repartido na tarifa de Uso Global do Sistema, aplicada a todos os clientes. Estes produtores, no actual enquadramento legal, não participam no mercado organizado.

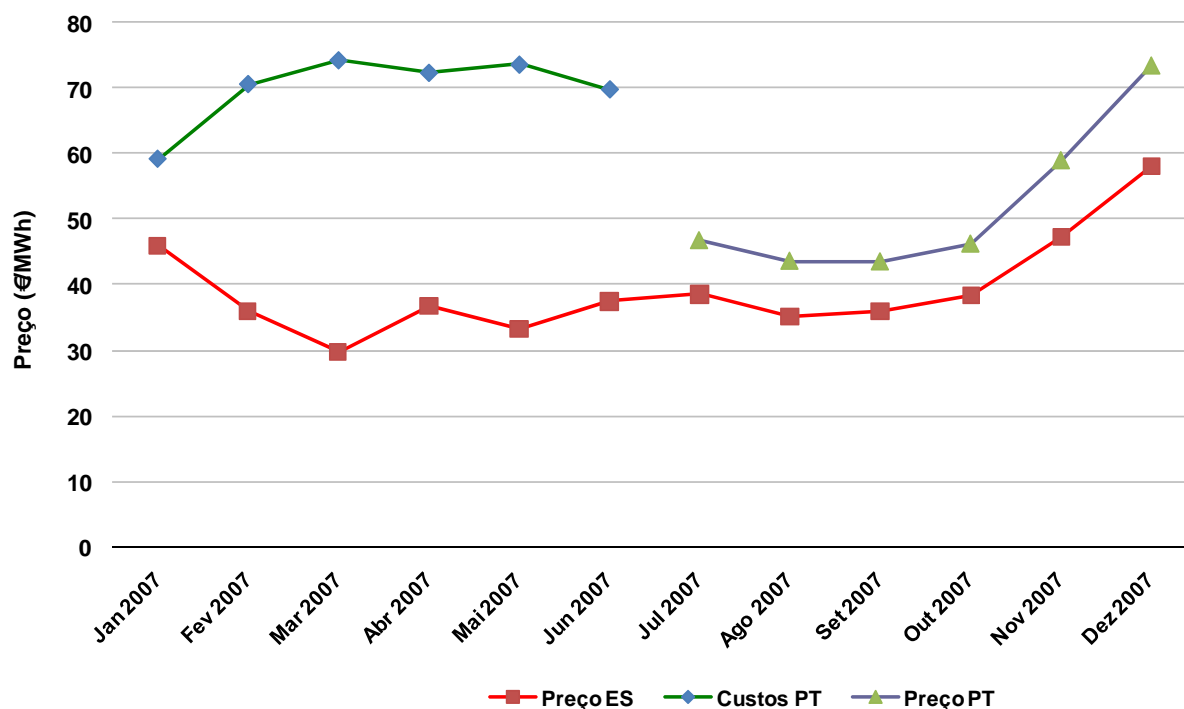
A estes segmentos de produção de energia eléctrica, há que adicionar, para satisfação do consumo nacional, a energia transitada na interligação com Espanha – única interligação do sistema eléctrico português – a que se deduz o movimento exportador na mesma fronteira eléctrica. A capacidade disponível na interligação permite a introdução de uma não negligenciável pressão competitiva no incumbente português na produção de energia eléctrica, já que representa em termos médios cerca de 15% do consumo nacional e, deduzindo-se a parte da oferta que corresponde à produção em regime especial, cerca de 19% da energia adquirida em mercado organizado.

A Figura 3-9 compara os custos de aquisição de energia eléctrica em Portugal (através dos CAE com as centrais térmicas¹² até final do primeiro semestre de 2007) e o preço formado no mercado diário para Portugal (no segundo semestre de 2007) com o preço para Espanha formado no mercado organizado.

¹¹ A criação do Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL) estabelece a existência de um mercado organizado constituído por dois pólos de contratação: um pólo de contratação diária (sedeado em Espanha e que passou a vigorar para Portugal a 1 de Julho de 2007) e um outro para a contratação a prazo (sedeado em Portugal e que iniciou operações em início de Julho de 2006).

¹² Considera-se que os custos unitário do parque térmico são uma aproximação ao custo de mercado, já que as centrais hídricas são valorizadas pela tecnologia de substituição e, por conseguinte, o custo total não se afastará muito da média obtida. Contudo, é necessário considerar que a metodologia de custos é uma aferição de valores médios, enquanto o preço de mercado é marginalista e deverá reflectir o custo marginal da central mais cara no sistema para cada momento de formação do preço.

Figura 3-9 – Custo e preço da energia eléctrica em Portugal e preço em Espanha - 2007



Fonte: REN, OMEL, ERSE

Em Portugal, o custo unitário no primeiro semestre de 2007 foi determinado a partir dos encargos fixos e variáveis dos CAE e inclui a parcela de acerto de contratos de aprovisionamento de gás natural. Já para o segundo semestre, quer em Portugal quer em Espanha, o custo unitário da energia é representado pelo preço médio mensal no mercado calculado a partir do preço final na OMEL. Convirá manter presente que, no âmbito do MIBEL, o mercado diário funciona assente no princípio de separação de mercados que determina, sempre que ocorra o esgotamento da capacidade de trânsito da energia na interligação, a formação de preços distintos para Portugal e para Espanha. Na situação em que o preço de encontro de ofertas de compra e venda de energia eléctrica em mercado não determina o congestionamento total da interligação, vigora um preço único para o espaço físico da Península Ibérica.

A evolução dos custos unitários de produção de energia eléctrica em Portugal e a evolução dos preços de mercado em Portugal (segundo semestre de 2007) e em Espanha parece apontar no sentido de uma maior convergência dos custos de aquisição de energia eléctrica nos dois países aquando do funcionamento de ambos em regime de mercado.

Contudo, também é perceptível a existência de preços médios mensais diferentes para Portugal e para Espanha, facto que se justifica por razões de ordem estrutural, nomeadamente a composição do parque electroprodutor e a margem de reserva de cada um dos sistemas. Deve atender-se ao facto de não existir em Portugal capacidade instalada correspondente a centrais nucleares, com custos marginais

mais baixos, o que, estruturalmente, acarreta um *mix* de produção em Portugal com custos dependentes dos encargos de produção da produção térmica convencional.

SATISFAÇÃO DO CONSUMO NACIONAL

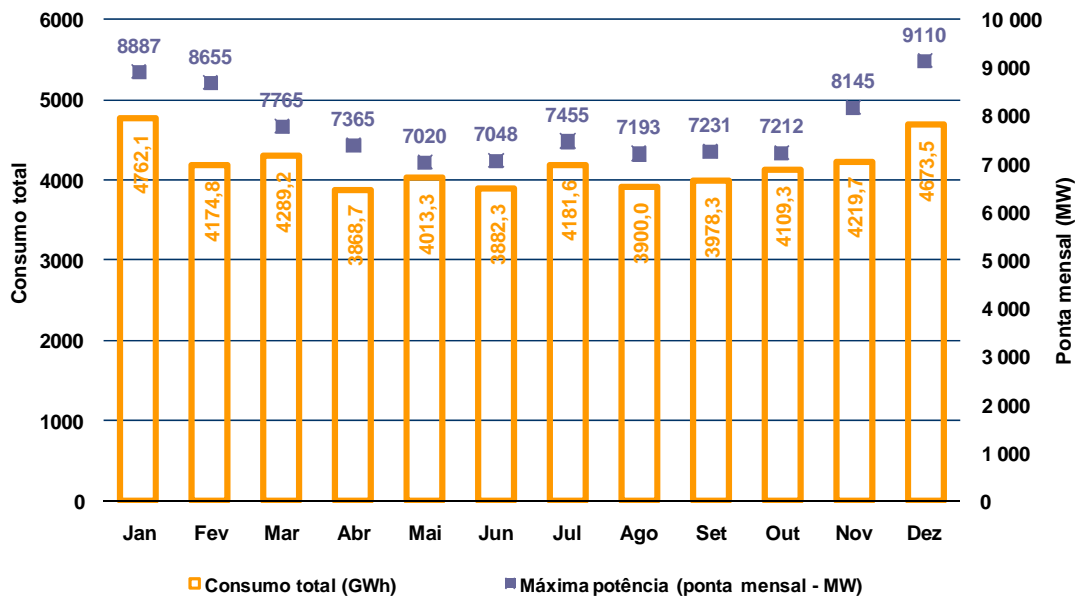
A avaliação da cobertura do consumo total em Portugal continental, tendo presente o propósito de caracterizar o mercado grossista de energia eléctrica, é efectuada considerando as entregas à rede dos produtores integrados no âmbito do regime ordinário e da produção em regime especial, bem como o saldo importador de energia eléctrica.

O consumo total¹³ de 2007 ascendeu a 50,1 TWh, enquanto a máxima ponta do sistema ascendeu a 9 110 MW no dia 18 de Dezembro. O valor total da capacidade instalada em final do ano ascendia a 14 041 MW a que se pode acrescentar cerca de 1 112 MW referentes à capacidade média comercialmente disponível para importação na interligação. Conjugando os valores da capacidade instalada e da capacidade média de importação na interligação, obtemos um grau de integração por via da interligação de cerca de 8%. Contudo, deveremos ter presente que cerca de 25% da capacidade instalada corresponde a produção em regime especial, nomeadamente produção eólica, cuja intermitência de produção não garante a disponibilidade dos valores de forma constante ao longo do tempo, pelo que, ponderando este aspecto, teremos um grau de integração superior.

A Figura 3-10 apresenta a evolução do consumo referido à emissão para o ano de 2007 com desagregação mensal, assim como a evolução da ponta mensal do sistema para o mesmo período.

¹³ Considera-se o consumo nacional referido à emissão, comunicado pelo operador de sistema, para efeitos de caracterização do consumo total.

**Figura 3-10 – Evolução do consumo referido à emissão e da ponta mensal em 2007
Portugal continental**



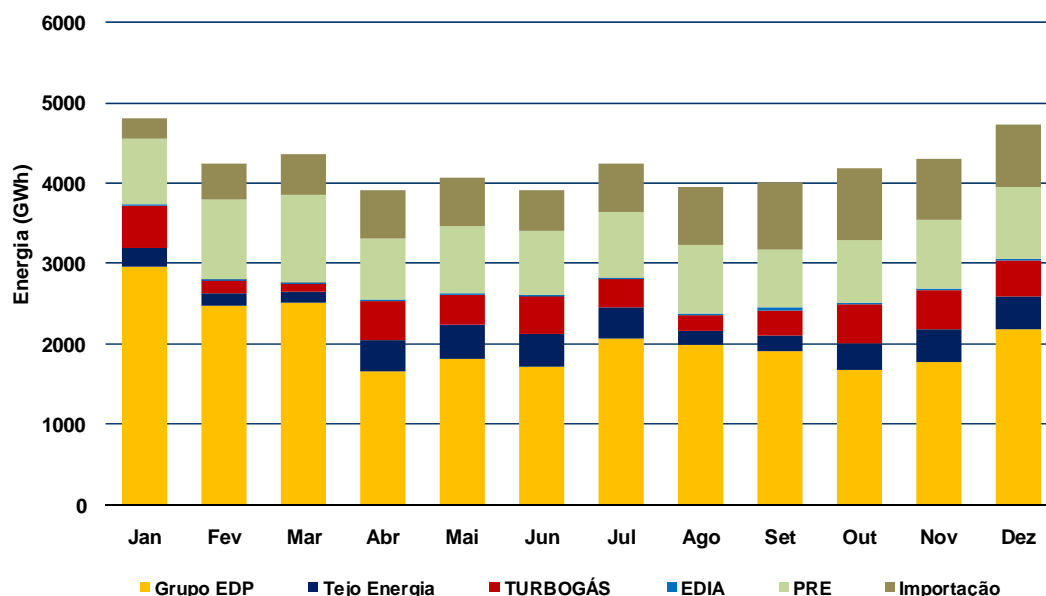
Fonte: REN

A contribuição dos diferentes produtores para a satisfação do consumo nacional é apresentada na Figura 3-11, onde se efectua a agregação das unidades de produção por grupo empresarial, excepto no caso da produção em regime especial e na importação de energia eléctrica, em que tal não é possível. Por outro lado, os valores agregados do consumo nacional incluem os valores de consumo em bombagem.

Dessa forma, é possível extrair da mencionada tabela que a oferta de energia eléctrica em Portugal continental é, basicamente, assegurada por três entidades principais: Grupo EDP, Tejo Energia e TURBOGÁS. Estas duas últimas, no âmbito da alteração de regime que se processou a meio do ano passaram a ser operadas para despacho em mercado por uma entidade empresarial criada para o efeito na dependência total da sociedade holding que detém o operador da rede de transporte, em virtude de não terem cessado os respectivos CAE.

Em relação ao grupo EDP, este opera a produção de energia eléctrica a partir de centrais inseridas no mecanismo dos CMEC, bem como outras centrais que anteriormente a 1 de Julho se poderiam agrupar na produção em regime liberalizado. A Figura 3-11 apresenta a evolução mensal do consumo nacional em 2007, bem como a origem da energia necessária à sua satisfação.

Figura 3-11 – Consumo nacional e contributo para a sua satisfação em 2007



Fonte: REN

A evolução ao longo de 2007 permitiu verificar que o contributo médio da produção detida pelo grupo EDP para a satisfação do consumo nacional se situou em cerca de 49% para o total do ano, sendo mais expressiva no primeiro semestre (52%) do que no segundo (45,6%). Por outro lado, a contribuição da importação para a satisfação do consumo nacional aumentou do primeiro para o segundo semestre, passando de cerca de 11,5% para 18%, facto que se associa à entrada em vigor do regime de mercado a 1 de Julho de 2007.

O Quadro 3-14 apresenta a contribuição relativa dos diferentes produtores para a satisfação do consumo nacional, algo que constitui uma aproximação ao cálculo das quotas de mercado na produção de energia eléctrica. Reafirmam-se, a este respeito, as limitações que decorrem da não desagregação da produção das entidades que actuam no âmbito da produção em regime especial e a impossibilidade de determinar a contribuição da Hidrocantábrico (grupo EDP) para a composição do saldo importador de energia eléctrica.

**Quadro 3-14 – Contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional
Portugal continental**

Contribuição para a satisfação do consumo nacional - Portugal Continental												(GWh)
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Grupo EDP	2 957,8	2 475,3	2 495,2	1 656,4	1 802,2	1 710,7	2 050,9	1 981,9	1 908,9	1 673,5	1 773,5	2 173,9
Tejo Energia	228,8	141,0	147,4	380,9	423,9	399,4	391,4	175,6	192,9	324,5	393,9	415,4
TURBOGÁS	525,8	176,8	106,5	490,2	381,3	486,6	367,6	189,9	314,6	488,6	485,5	440,5
EDIA	20,0	6,0	16,0	13,0	21,0	13,0	2,0	21,0	22,0	27,0	36,0	22,0
PRE	820,3	994,2	1 086,2	752,4	820,7	786,0	819,5	853,4	725,0	770,5	846,2	882,9
Importação	703,9	798,2	842,9	706,3	759,8	620,8	752,0	861,7	929,2	918,9	870,8	876,0
Exportação	454,4	357,4	344,3	104,2	155,0	112,9	150,7	150,1	85,7	31,9	111,6	94,7
Saldo Interligação	249,5	440,8	498,6	602,2	604,8	507,9	601,3	711,6	843,5	886,9	759,3	781,3
TOTAL (com bombagem)	4 802,3	4 234,2	4 349,8	3 895,1	4 054,0	3 903,5	4 232,8	3 933,5	4 006,8	4 171,0	4 294,4	4 716,1

Fonte: REN; elaboração ERSE

Tomando a estrutura empresarial existente em Portugal e considerando os operadores Tejo Energia e TURBOGÁS como entidades independentes, apesar das respectivas centrais serem operadas desde 1 de Julho de 2007 pela mesma entidade, o número de empresas que satisfaz mais de 5% do consumo nacional é de 3, não se registando alterações face a 2006 neste domínio. O mesmo sucede para o critério da capacidade instalada, devendo ter-se em atenção que a desagregação da capacidade instalada na produção em regime especial não permite a eventual atribuição de capacidade aos operadores presentes no âmbito da produção em regime ordinário.

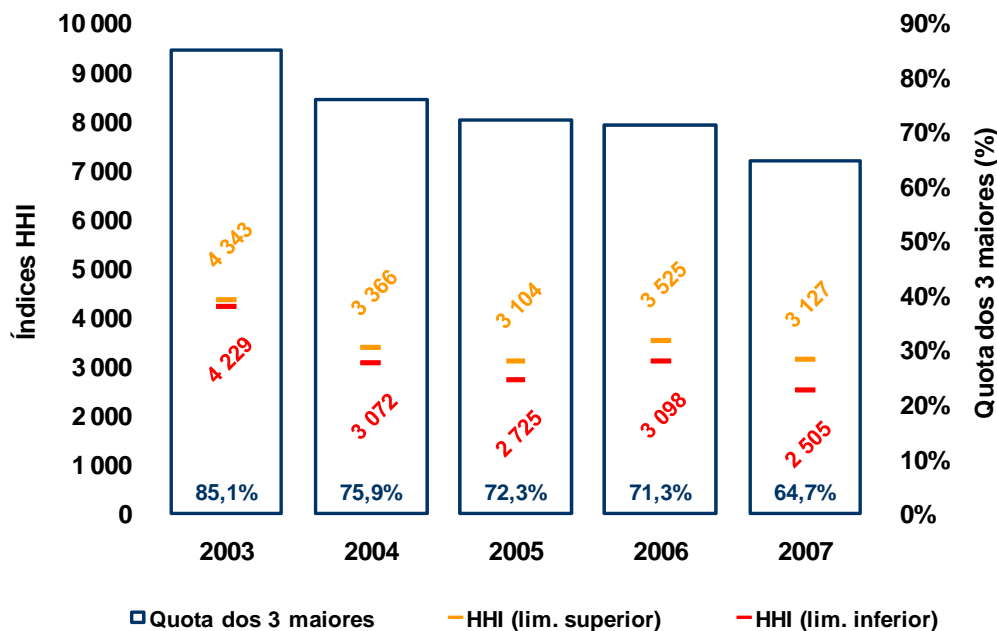
Em termos agregados para o ano 2007, há a registar um decréscimo da produção do grupo EDP (de 27,1 TWh em 2006 para cerca de 24,7 TWh em 2007), bem como da Tejo Energia (de 4,4 TWh para 3,6 TWh), enquanto se registou o crescimento dos valores de produção provenientes tanto da TURBOGÁS (de 4,1 TWh para 4,5 TWh) como da produção em regime especial (de 8,8 TWh para 10,2 TWh).

O valor do saldo importador também aumentou em 2007, sobretudo durante o segundo trimestre do ano, registando-se um valor de energia importada de cerca de 7,5 TWh para o agregado do ano (face a 5,4 em 2006). De qualquer modo, convirá esclarecer que, no âmbito do cálculo da energia produzida pelo grupo EDP não se consideraram os valores de energia produzida pela Hidrocontábriico, sociedade detida pela EDP em Espanha, cujos eventuais valores de energia importada para Portugal continental são reflectidos no saldo importador e que não é possível desagregar.

A evolução registada durante o ano de 2007, no que respeita à contribuição para a satisfação do consumo em Portugal continental, permite evidenciar um aspecto central face a 2006: os aumentos significativos da produção em regime especial e, sobretudo, da importação, que conduziram à redução da quota do grupo EDP.

Em termos de análise de concentração sectorial, no que diz respeito à contribuição para a satisfação do consumo total, são apresentados na Figura 3-12 os valores relativos ao cálculo dos índices Herfindhal (HHI), bem como à quota conjunta dos três principais operadores.

Figura 3-12 – Indicadores de concentração na contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional
Portugal continental



No apuramento da quota conjunta dos três maiores operadores são considerados os valores das entidades individuais, não considerando os valores agregados da produção em regime especial e da importação, cuja desagregação em entidades não é possível determinar¹⁴.

Por outro lado, no cálculo dos índices Herfindhal, são considerados os seus limites inferiores e superiores, que decorrem, respectivamente, de se considerar que os valores de importação e da produção em regime especial apresentam dispersão máxima de quotas e que aqueles valores são respeitantes a uma única entidade.

Deste modo, a Figura 3-12 permite verificar que a quota relativa dos três principais produtores tem vindo a decair sustentadamente desde 2003, ainda que o índice HHI apresente uma evolução um pouco mais irregular. A evolução em 2007 dos indicadores de concentração aqui considerados permite observar uma redução do grau de concentração do aprovisionamento de energia eléctrica em Portugal continental, relativamente aos anos precedentes e, em particular, relativamente a 2006. Tal situação pode justificar-se em grande parte com a redução da quota do principal operador e com o aumento da contribuição quer da importação, quer da produção em regime especial para a satisfação do consumo nacional. A entrada em vigor do mercado organizado no segundo semestre de 2007, ao permitir uma

¹⁴ Para o ano de 2007, são somadas as quotas de participação do grupo EDP, da TURBOGÁS e da Tejo Energia, ainda que a produção em regime especial no seu todo e o valor do saldo importador representem valores mais expressivos que os valores da TURBOGÁS e da Tejo Energia.

maior exposição competitiva do incumbente português, ainda que limitada à capacidade da interligação, poderá ter desempenhado um papel central na diminuição do grau de concentração atrás mencionado.

A evolução da capacidade instalada verificada em 2007 (apresentada no ponto 5.1.1), permitiu uma redução dos indicadores de concentração em termos de capacidade instalada face a 2006, tanto ao nível da quota dos três principais operadores (72,5% em 2007, contra 75% em 2006) como ao nível dos HHI registados (o limite inferior do HHI evolui de 4 063 para 3 806, enquanto o limite superior passa de 4 608 para 4 472, respectivamente entre 2006 e 2007).

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 de tarifas integrais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso e de um sistema de funcionamento em mercado em que a contratação da mesma é livre. As tarifas de Acesso às Redes sendo pagas por todos os consumidores ou pelos comercializadores em sua representação, são naturalmente incluídas quer nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, quer nos preços praticados pelos comercializadores do regime de mercado. Nas tarifas de Venda a Clientes Finais reguladas pela ERSE esta inclusão é feita directamente através da sua metodologia de cálculo na medida em que estas resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização do comercializador de último recurso.

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 3-15 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 apresentados são valores previstos para 2007 (i.e., os valores subjacentes à determinação das tarifas para 2007).

Quadro 3-15 - Caracterização da procura por tipo de fornecimento, em 2007

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	Número de clientes
MAT	1 393	23
AT	6 309	194
MT	14 360	22 492
BT	24 782	6 020 688
BTE	3 441	30 615
BTN sem IP	19 910	5 942 273
IP	1 431	47 800
Total	46 844	6 043 397

No Quadro 3-16 apresenta-se a distribuição de consumos e de clientes em MAT, AT, MT e em BT para fornecimentos não domésticos, por classes de consumo de energia eléctrica.

Quadro 3-16 - Distribuição de consumos e de clientes de MAT, AT, MT e BT não domésticos, por classes de consumo

EUROSTAT		Classes Consumos (MWh)		% clientes	% Consumo
Consumidor-tipo	Consumo anual (MWh)	Limite inferior	Limite superior		
-	-	0	25	90,53	14,00
la	30	25	40	2,87	3,87
lb	50	40	75	3,47	6,23
lc	160	75	300	2,28	12,81
ld	1 250	300	1 500	0,68	17,33
le	2 000	1 500	6 000	0,15	16,73
lf	10 000	6 000	16 000	0,02	8,06
lg	24 000	16 000	35 000	0,01	5,17
lh	50 000	35 000	70 000	0,00	4,20
li	70 000	70 000	100 000	0,00	1,71
-	-	> 100 000		0,00	9,89
		Total		100,00	100,00

No Quadro 3-17 apresenta-se a distribuição de consumos e de clientes domésticos em BTN, por classes de consumo de energia eléctrica.

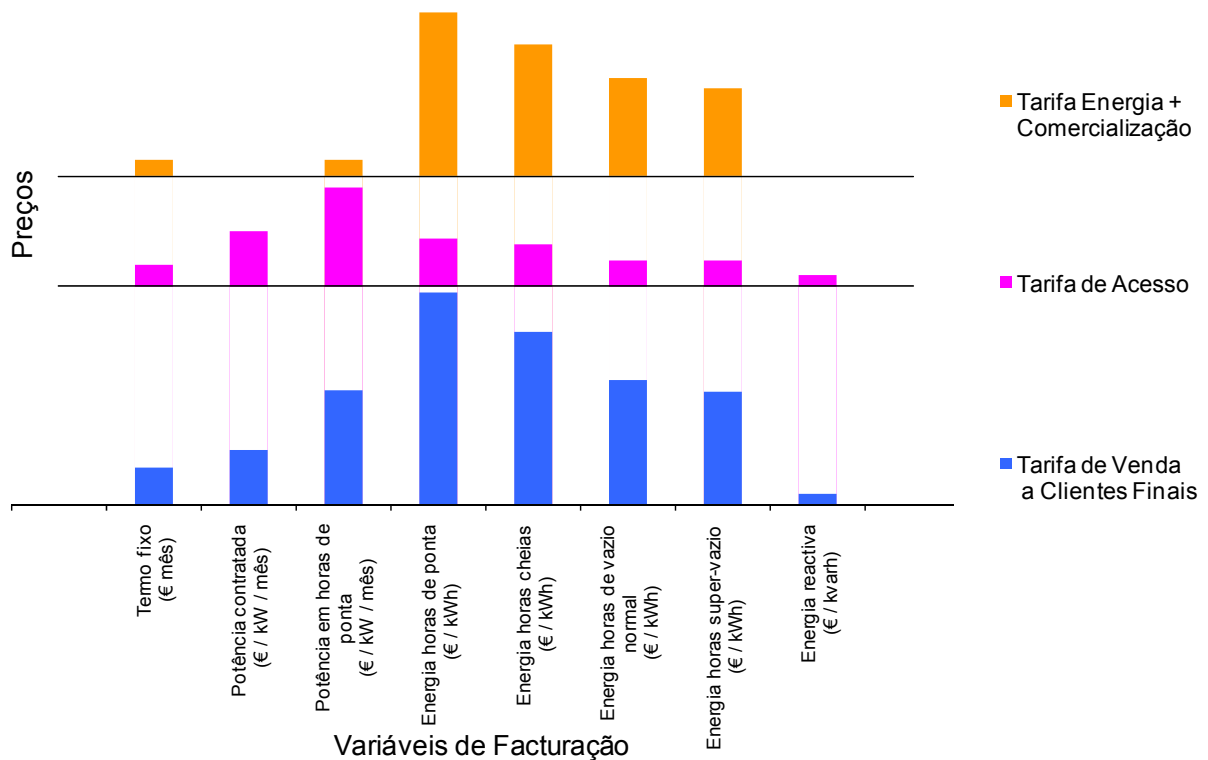
Quadro 3-17 - Distribuição de consumos e de clientes domésticos de BTN, por classes de consumo

EUROSTAT		Classes Consumos (kWh)		% clientes	% Consumo
Consumidor-tipo	Consumo anual (kWh)	Limite inferior	Limite superior		
Da	600	0	1 000	28,5	8,6
Db	1 200	1 000	2 000	23,9	13,2
Dc	3 500	2 000	5 000	37,7	46,6
Dd	7 500	5 000	10 000	8,3	21,7
De	20 000	10 000	30 000	1,4	8,1
-	-	> 30 000		0,1	1,9
		Total		100	100

DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE ENERGIA ELÉCTRICA

Conforme referido anteriormente as tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo comercializador de último recurso aos seus clientes resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização do comercializador de último recurso. Na Figura 3-13 apresenta-se a metodologia da aditividade tarifária no quadro da determinação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Energia Eléctrica.

Figura 3-13 – Aditividade tarifária aplicada ao cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais



Esta forma de determinação das tarifas aplicáveis pelo comercializador de último recurso permite assegurar a inexistência de subsidiações 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 um lado e na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e, por outro lado, nos custos totais em termos de nível, evitam-se subsidiações cruzadas, induzindo-se uma afectação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por actividade ou serviço. Em particular possibilita o detalhe das facturas de energia eléctrica, situação prevista na actual regulamentação do sector eléctrico, relativamente aos preços a pagar pelo acesso às redes e aos preços de energia e comercialização, que podem ser negociados livremente no mercado, possibilitando aos clientes uma mais fácil escolha de fornecedor. Está prevista ainda a

possibilidade deste detalhe das facturas de energia eléctrica ser mais minucioso incidindo por tipo de custo ou actividade, a saber:

- Relativamente às actividades de redes:
 - Tarifa de Uso Global do Sistema.
 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT.
 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
 - Tarifa de Comercialização de Redes.
- Relativamente às actividades do comercializador de último recurso:
 - Tarifa de Energia.
 - Tarifa de Comercialização.

PREÇO DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE ENERGIA ELÉCTRICA

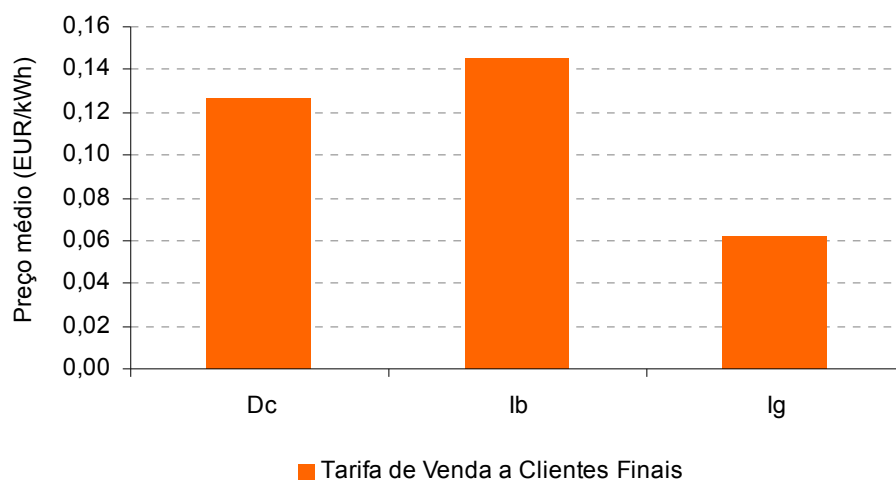
O Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, estabeleceu um conjunto de disposições destinadas a promover o aprofundamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), sendo de destacar as que respeitam ao processo de cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso e à revisão, com carácter extraordinário, das tarifas de energia eléctrica pela ERSE nos termos do Regulamento Tarifário.

Com vista a adaptar a regulamentação do sector eléctrico ao novo quadro legal e ao desafio de criação do MIBEL, a ERSE lançou uma revisão regulamentar que se concluiu no mês de Junho de 2007 com a aprovação da revisão dos regulamentos do sector eléctrico (Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto), incluindo o Regulamento Tarifário. As disposições estabelecidas no Regulamento Tarifário aprofundam, por um lado, a regulação das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica e, por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Electricidade, no quadro da legislação em vigor anteriormente referida.

Assim, em Agosto de 2007, a ERSE publicou novas tarifas para o período de Setembro a Dezembro de 2007, as quais implementam as principais alterações regulamentares e legislativas até à data, no seguimento do estabelecido no Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

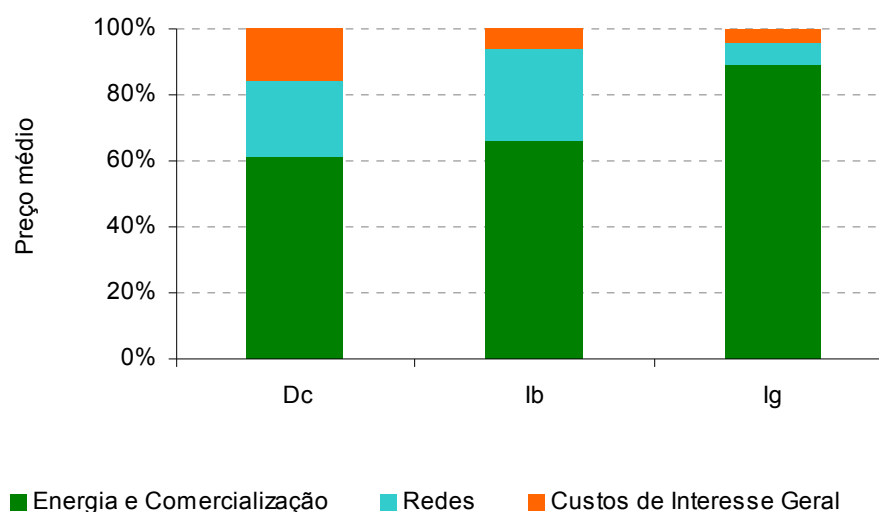
Na Figura 3-14 apresentam-se os preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais, que vigoram até Agosto de 2007, pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig abastecidos pelo comercializador de último recurso. Estes preços médios resultam da aplicação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2007 aos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig.

Figura 3-14 - Preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig que vigoraram de Janeiro a Agosto de 2007



Na Figura 3-15 apresenta-se a estrutura dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig. Nesta figura, o preço médio de cada cliente é decomposto nas seguintes parcelas: Energia e Comercialização, Redes e Custos de Interesse Geral incluídos nas tarifas de acesso às redes. Nesta figura, os preços apresentados para as “Redes” excluem um conjunto de sobrecustos regulados que resultam de imposições legislativas e que se encontram incluídos na parcela de Custos de Interesse Geral.

Figura 3-15 - Estrutura dos preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig que vigoraram de Janeiro a Agosto de 2007



No Quadro 3-18 sintetizam-se os preços médios apresentados na Figura 3-14 e na Figura 3-15.

Quadro 3-18 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais que vigoraram de Janeiro a Agosto de 2007

Unidade: €/kWh

Tarifa	Consumidor-tipo		
	Dc	Ib	Ig
Energia e Comercialização	0,0774	0,0953	0,0547
Redes	0,0285	0,0407	0,0040
Custos de Interesse Geral	0,0200	0,0088	0,0026
Tarifa de Venda a Clientes Finais sem IVA	0,1259	0,1447	0,0613
Tarifa de Venda a Clientes Finais com IVA	0,1322	0,1520	0,0644

Os valores das tarifas extraordinárias que vigoraram a partir de 1 de Setembro de 2007 tiveram em consideração os mesmos pressupostos das tarifas para 2007 publicadas em Dezembro de 2006, com excepção dos pressupostos associados com os CAE e com a aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso. As alterações introduzidas pelo referido Decreto-Lei n.º 264/2007 permitem aprofundar a integração do MIBEL tendo incidência: (i) na actividade de Gestão Global do Sistema em resultado da cessação antecipada dos CAE e por consequência na tarifa de Uso Global do Sistema e nas tarifas de Acesso às Redes e (ii) na actividade de aquisição de energia eléctrica do

comercializador de último recurso e por consequência nas tarifas de Venda a Clientes finais. As principais alterações introduzidas foram:

- Cessação da actividade de aquisição de energia eléctrica da Entidade Concessionária da RNT.
- Criação da nova actividade de compra e venda de energia eléctrica do Agente Comercial, responsável pela gestão dos contratos de aquisição de energia das centrais da Tejo Energia e da Turbogás.
- Formulação dos custos da actividade de compra e venda de energia eléctrica do comercializador de último recurso em ambiente de mercado que condicionam a tarifa de Energia.
- Introdução do pagamento dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) no termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Introdução do sobrecusto da actividade de compra e venda de energia eléctrica do Agente Comercial na tarifa de Uso Global do Sistema.
- Aceitação de custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira na tarifa de Uso Global do Sistema na medida em que se verifica uma redução tarifária.
- Aumento do sobrecusto com a produção em regime especial (PRE) incluído na tarifa de Uso Global do Sistema face ao valor considerado nas tarifas aprovadas em Dezembro de 2006.

As alterações legislativas no âmbito da cessação dos CAE vêm reconhecer como custos de interesse geral algumas rubricas que se encontravam inscritas no âmbito de outras actividades reguladas, nomeadamente no que respeita aos CMEC e ao sobrecusto do Agente Comercial. Quer os CMEC quer os sobrecustos do Agente Comercial reflectem o diferencial de custos dos CAE face aos custos de aprovisionamento no mercado organizado. Este diferencial de “custos afundados” é pago por todos os consumidores de energia eléctrica através da tarifa de Uso Global do Sistema.

Paralelamente, a diminuição do nível tarifário associada à aquisição de energia eléctrica, pelo comercializador de último recurso, que surgiu no âmbito da presente revisão tarifária, implicou o aumento do sobrecusto com a Produção em Regime Especial.

Seguidamente apresenta-se a variação tarifária entre as tarifas de Venda a Clientes Finais que vigorarem a partir de 1 de Setembro de 2007 e as tarifas aprovadas em Dezembro de 2006. A variação tarifária global é de -3,1%, sendo diferenciada por nível de tensão e opção tarifária.

**Quadro 3-19 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais
a partir de Setembro de 2007, em Portugal continental**

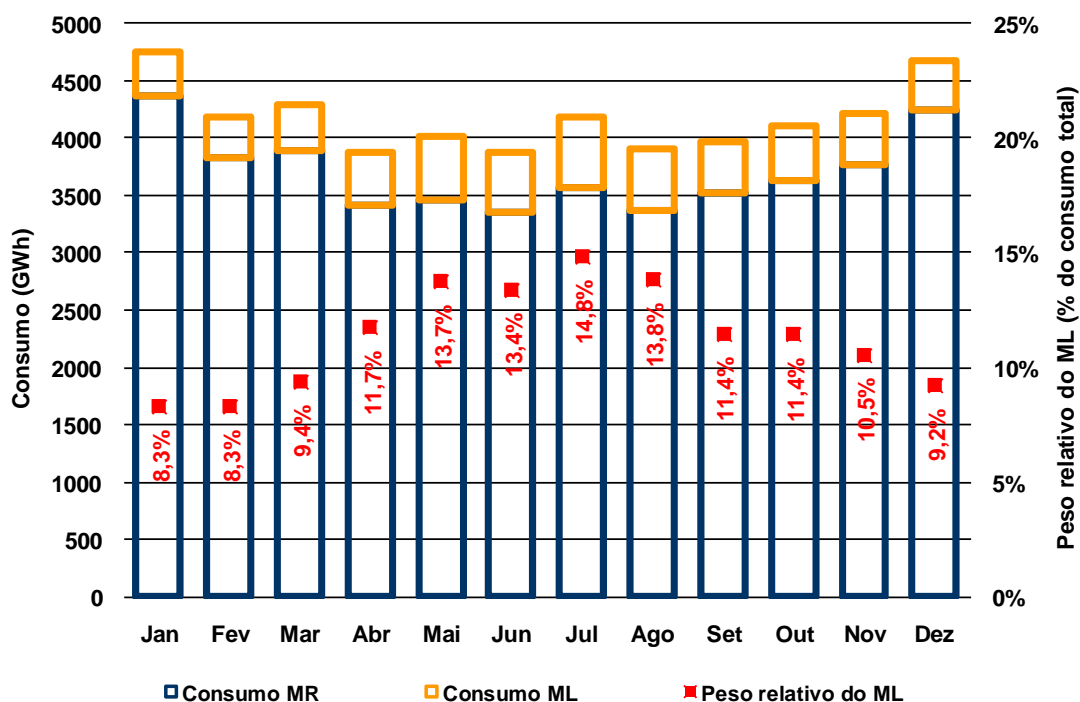
	Variação 2007Set/2007Jan
Tarifas de Venda a Clientes Finais	-3,1%
Venda a Clientes Finais em NT	-4,3%
Venda a Clientes Finais em MAT	-1,0%
Venda a Clientes Finais em AT	-1,1%
Venda a Clientes Finais em MT	-5,8%
Venda a Clientes Finais em BT	-2,6%
Venda a Clientes Finais em BTE	-5,5%
Venda a Clientes Finais em BTN> 20,7 kVA	-3,2%
Venda a Clientes Finais em BTN< 20,7 kVA	-2,2%
Venda a Clientes Finais em IP	-1,0%

EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (MERCADO RETALHISTA)

No âmbito do mercado regulado, a comercialização de energia eléctrica é assegurada pelo comercializador de último recurso, entidade juridicamente separada do operador da rede de distribuição desde início do ano 2007. Em paralelo, existem outros 10 operadores de índole local, que, em termos de energia comercializada, não excedem 1% do consumo total em Portugal continental e que se inserem no âmbito da comercialização de último recurso.

A Figura 3-16 apresenta a evolução ao longo de 2007, quer dos consumos no mercado regulado (fornecidos pelo comercializador de último recurso por aplicação de tarifas reguladas) e dos consumos no mercado liberalizado, quer ainda do peso relativo do consumo realizado no âmbito deste mercado no consumo total em Portugal continental.

**Figura 3-16 - Evolução dos consumos no MR e no ML e do peso relativo do ML
Portugal continental**

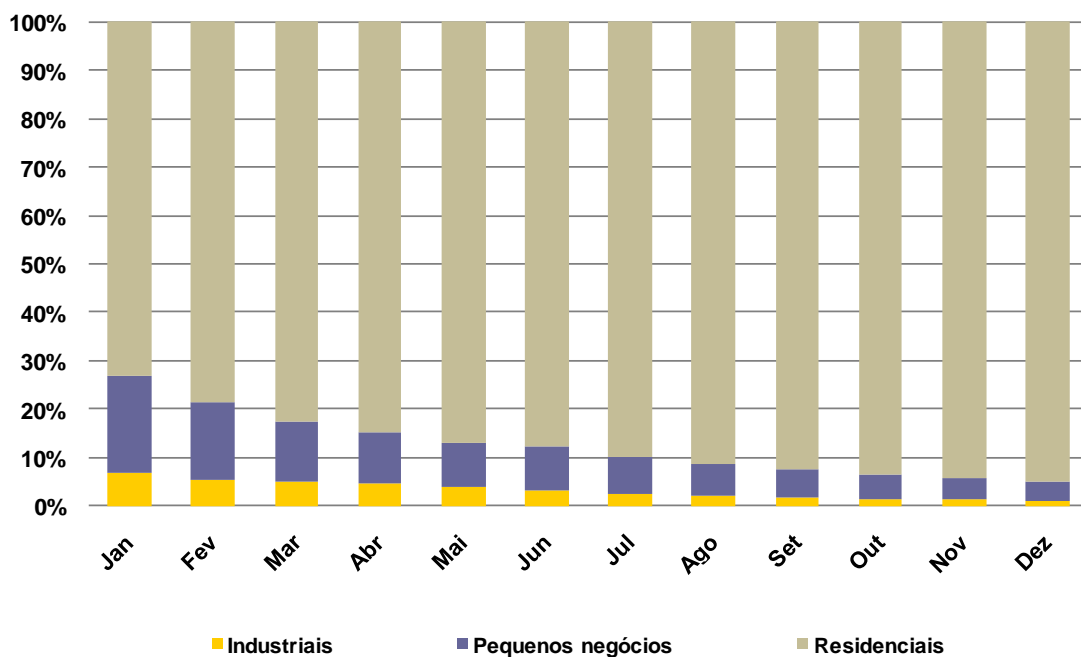


Conforme se extrai da Figura 3-16, a evolução mensal ao longo do ano de 2007 é caracterizada por uma inversão do peso relativo dos consumos no ML no conjunto do consumo nacional, registada a meio do ano, depois de se ter verificado uma aparente retoma dos valores tendenciais dos anos anteriores durante o primeiro semestre. No conjunto do ano 2007, o consumo do mercado liberalizado representou cerca de 11% do consumo total nacional, quando em 2006 havia registado aproximadamente um valor relativo de 15,1%, já de si inferior ao máximo histórico de 21,7% de 2005.

A esta evolução poderá não ter sido alheia, quer a evolução dos custos de aquisição de energia para a comercialização livre, quer a comparabilidade dos custos globais de energia para o cliente final no mercado liberalizado com o valor da tarifa integral correspondente. De notar que no âmbito do mercado liberalizado, em final de 2007 existiam 4 operadores principais: EDP Comercial, Endesa, Iberdrola e Unión Fenosa. Assim, além do incumbente, todos os restantes comercializadores em mercado liberalizado são agentes tradicionais do sector em Espanha, o que favorece o desenho da sua estratégia de participação no mercado português por consolidação ibérica das operações. Contudo, a não existência de capacidade de geração em Portugal por parte destes agentes, conjugada com a inexistência de mecanismos de alocação de capacidade na interligação facilitadores de contratação bilateral poderá ter contribuído para a menor atractividade comercial do mercado português, sobretudo no segmento dos clientes com maiores consumos individuais (clientes industriais).

A composição do mercado liberalizado durante o ano 2007 reflecte, com atrás se mencionou, a total abertura do mercado efectivamente ocorrida em Setembro de 2006. Com efeito, uma esmagadora e crescente maioria do número de clientes respeita ao segmento mais recentemente aberto à liberalização - o segmento de clientes domésticos ou residenciais¹⁵, conforme o ilustra a Figura 3-17.

Figura 3-17 – Distribuição do número de clientes no ML por segmento

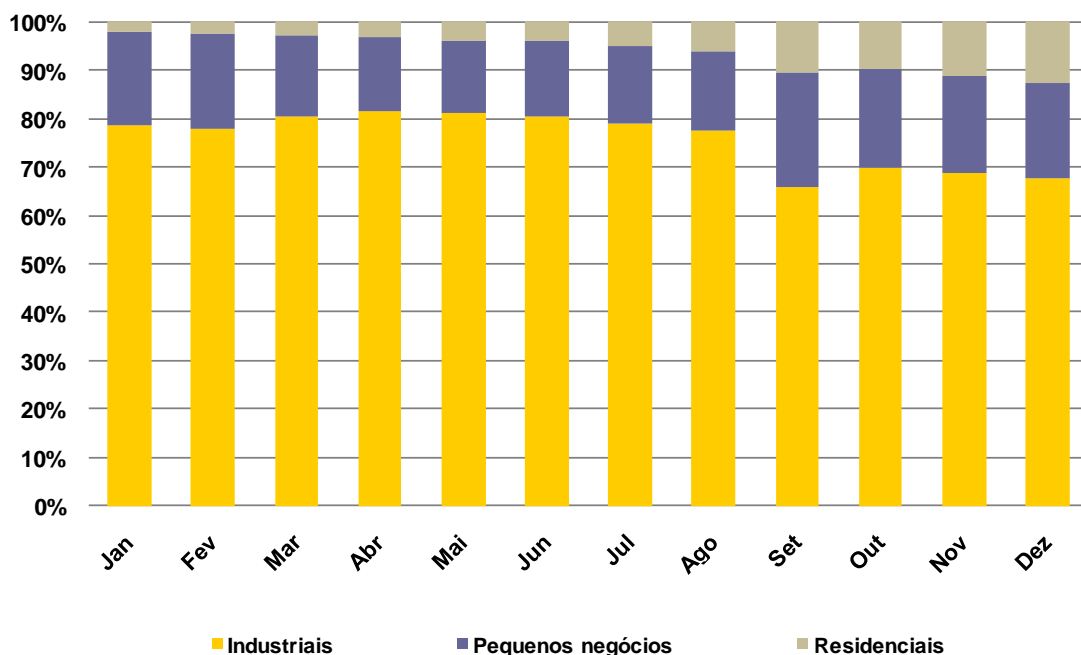


Fonte: EDP Distribuição

Ao invés do que sucede relativamente ao número de clientes, em termos de consumo efectuado no mercado liberalizado, uma parte maioritária reporta a clientes industriais (clientes em média, alta e muito alta tensão), embora este valor apresente uma tendência decrescente no último trimestre do ano, facto que reflecte a passagem de um número razoável de clientes industriais para o mercado regulado. Essa evolução é observável na Figura 3-18, onde, igualmente, se observa a tendência de crescimento do peso relativo dos consumos dos clientes domésticos ou residenciais.

¹⁵ No âmbito da abertura do mercado em Portugal não foram definidos segmentos de clientes dependentes da utilização que é efectuada da energia consumida. Contudo, existe uma razoável correspondência entre os conjuntos de clientes residenciais ou domésticos e os clientes em baixa tensão normal. Do mesmo modo, pode fazer-se a mesma correspondência entre os conjuntos de clientes em baixa tensão especial e clientes referentes a pequenos negócios, assim como entre os clientes em média, alta e muito alta tensão e os clientes industriais.

Figura 3-18 - Distribuição do consumo no ML por segmento

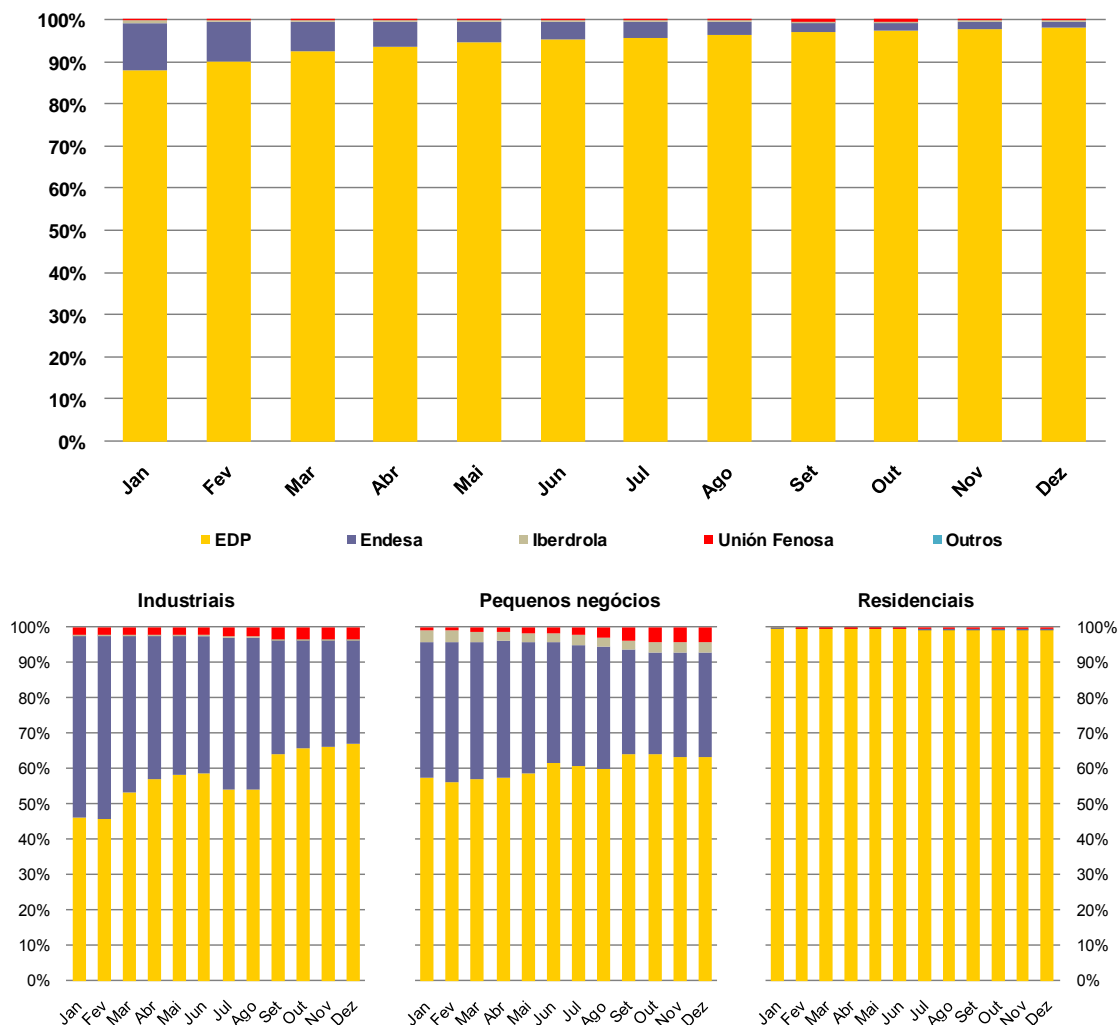


Fonte: EDP Distribuição

Por outro lado, tendo presente que os clientes podem optar por um qualquer fornecedor habilitado para fornecer energia eléctrica no âmbito do mercado liberalizado, importa verificar a forma como o mercado se distribui pelos comercializadores nele presentes.

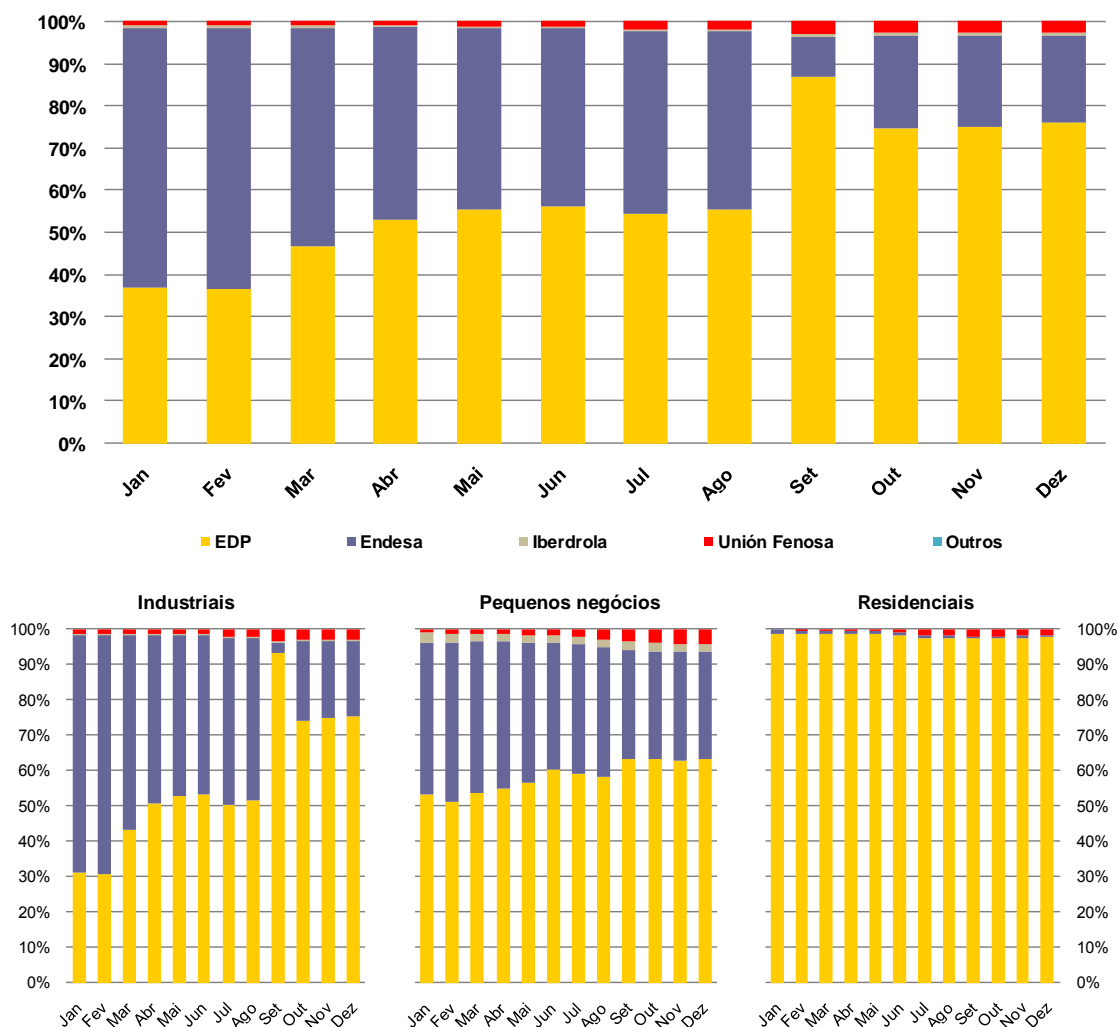
Durante o ano de 2007, a composição do mercado liberalizado em número de clientes evidenciou um aumento da quota do operador ligado ao incumbente do mercado português. Com efeito, a carteira de clientes da EDP no mercado liberalizado representava cerca de 88% do total, enquanto no final do ano esse valor ascendia já a 97%. A presença do grupo EDP é mais significativa no segmento de clientes residenciais, que, em número, representa a esmagadora maioria do número de clientes no ML, embora a evolução ao longo de 2007 evidencie algum ganho nos restantes segmentos de clientes, conforme se pode observar da Figura 3-19.

Figura 3-19 – Número de clientes no ML por comercializador



A análise da partição do mercado liberalizado por entidade ao nível dos consumos abastecidos evidencia algumas diferenças face ao que se observa relativamente ao número de clientes. Assim, embora se mantenha com larga hegemonia no mercado liberalizado e com tendência crescente, a EDP não possui uma participação tão expressiva nos consumos abastecidos no mercado liberalizado como a que evidencia quanto ao número de clientes. A Figura 3-20 apresenta a distribuição dos consumos no mercado liberalizado por comercializador, incluindo a sua desagregação por segmento de cliente, podendo confirmar-se a evolução e a tendência atrás mencionadas.

Figura 3-20– Consumo de clientes no ML por comercializador



A análise por segmento de cliente, quer quanto a número, quer quanto aos consumos fornecidos, demonstra a existência de uma aposta mais centrada dos comercializadores independentes do incumbente nos segmentos de maior consumo unitário por cliente, enquanto a presença do grupo EDP é transversal a todos os segmentos de clientes, sendo praticamente exclusiva no conjunto de clientes residenciais.

A evolução ao longo de 2007, quer no que respeita a número de clientes, quer no que se refere ao consumo abastecido no mercado liberalizado conduziu a um aumento significativo do grau de concentração do mercado liberalizado, quer este seja medido através da quota dos três principais operadores, quer seja medido através dos HHI. Não deixa de ser sintomático que, em final de Dezembro o número de comercializadores com uma quota de mercado superior a 5% no número de clientes no mercado liberalizado, se tenha reduzido para apenas um, quando no início do ano existiam duas empresas nestas circunstâncias.

A conjugação dos vários elementos disponíveis, desde a evolução do peso relativo do consumo no mercado liberalizado no conjunto do consumo nacional, bem como a própria evolução do mercado liberalizado ao longo de 2007, parece evidenciar a necessidade actuações regulatórias no sentido de corrigir eventuais incentivos perversos no desenvolvimento de um mercado retalhista competitivo. Nesse sentido, e no âmbito mais alargado dos trabalhos de aprofundamento do MIBEL, a ERSE tem vindo a participar ao longo de 2007 em trabalhos conducentes a uma harmonização regulatória dos sectores eléctricos ibéricos, incluindo matérias que se relacionam com o próprio mercado retalhista.

MUDANÇA DE FORNECEDOR

A revisão regulamentar promovida pela ERSE em 2005 para o sector eléctrico procurou sistematizar e harmonizar um conjunto de disposições regulamentares, em larga medida, já existentes sobre a mudança de fornecedor. Esta sistematização procurou estar em consonância com os princípios de boas práticas definidas pelo ERGEG.

A mencionada revisão regulamentar de 2005 veio introduzir um número máximo de mudanças de fornecedor no horizonte de um ano, fixado regulamentarmente em 4 mudanças anuais. Esta medida destinou-se a procurar assegurar o equilíbrio entre o pleno exercício do direito de escolha do fornecedor pelos clientes, por um lado, e a existência de custos com o processo de mudança e com as necessidades de tempo para concretização dos procedimentos de mudança, os quais, de acordo com a Directiva 54/2003/CE relativa ao Mercado Interno de Electricidade, não poderão ser directamente cobrados a quem os provoca, por outro lado.

Acresce que o cliente com dívida constituída perante o comercializador regulado, que não tenha sido contestada judicialmente ou pelos meios legais previstos, está impedido de mudar de comercializador sem que a situação de dívida seja regularizada. Tal facto foi justificado com a necessidade de dotar o sistema de robustez necessária para que se evitassem comportamentos abusivos, potencialmente causadores de encargos para o sistema a serem suportados por todos os clientes.

A responsabilidade pela instalação e gestão dos aparelhos de medida (contadores), nos termos previstos na regulamentação em vigor, é do respectivo operador de rede, sendo o sistema informático que permite gerir a mudança de fornecedor sido atribuído transitoriamente ao distribuidor em MT e AT. Os procedimentos adoptados por esta entidade na gestão do processo de mudança de fornecedor foram aprovados pela ERSE.

Do ponto de vista dos procedimentos de mudança de fornecedor actualmente em vigor, de seguida apresenta-se os mesmos de forma sumária:

- A gestão do processo de mudança de fornecedor é efectuada com base num sistema informático que prevê a troca de mensagens entre os diferentes intervenientes no processo (novo fornecedor, fornecedor actual e distribuidor enquanto gestor do processo de mudança de fornecedor).

- As regras relativas à gestão do processo de mudança de fornecedor, atrás mencionadas, definem os procedimentos e os prazos a observar em cada fase do processo. Os passos que constituem cada processo constam de fluxogramas que devem ser disponibilizados pelo distribuidor em MT e AT na sua página na Internet. As mensagens, incluindo o respectivo formato, trocadas no âmbito do processo de mudança de fornecedor, são igualmente disponibilizadas pelo gestor do processo na respectiva página na internet.
- Os operadores das redes são responsáveis pela recolha de dados de consumo dos clientes, aplicação de perfis de consumo e disponibilização de dados de consumo aos diferentes intervenientes no mercado de energia eléctrica.
- O consumo a considerar para efeitos de mudança de fornecedor (no caso dos clientes que não dispõem de telecontagem) é obtido através de leitura directa do contador ou de estimativas de consumo efectuadas pelo distribuidor. O cliente, o comercializador cessante ou o novo fornecedor podem sempre solicitar a realização de uma leitura extraordinária, suportando, neste caso, os encargos correspondentes à prestação deste serviço.
- O distribuidor responsável pela gestão do processo de mudança de fornecedor tem a responsabilidade de manter actualizada a informação correspondente ao registo do ponto de entrega. Esta informação pode ser acedida gratuitamente pelo cliente ou pelo seu novo fornecedor (mediante autorização prévia do cliente). Desta forma, assegura-se a todos os comercializadores o acesso à informação necessária para apresentar ofertas comerciais aos seus potenciais clientes. A informação que consta do registo do ponto de entrega foi aprovada pela ERSE e está disponível na página da ERSE na Internet.
- Os clientes que pretendam ser abastecidos no mercado liberalizado por um comercializador contactam o novo fornecedor no sentido deste, através da plataforma de mudança de fornecedor, desencadear os procedimentos de mudança.
- O comercializador é responsável por deter com os operadores de rede os Contratos de Uso das Redes referentes ao conjunto dos clientes agregados na sua carteira, dispensando estes de deterem um acordo individual. Desta forma, os comercializadores assumem a responsabilidade pelo pagamento das tarifas de acesso que correspondem à totalidade dos seus clientes.
- Os operadores das redes são responsáveis pela recolha de dados de consumo dos clientes, aplicação de perfis de consumo e disponibilização de dados de consumo aos diferentes intervenientes no mercado de energia eléctrica.

No âmbito dos trabalhos conjuntos para harmonização regulatória do MIBEL, a ERSE e a sua congénere espanhola iniciaram em 2007 um processo de auscultação aos agentes interessados na definição de procedimentos de mudança de comercializador, visando a adopção de uma proposta conjunta a enviar aos respectivos Governos nacionais, no sentido de aprofundar a experiência de desenvolvimento do

próprio MIBEL e, com isso, contribuir para um mercado eléctrico mais competitivo e participado. Esses trabalhos encontram-se em fase de conclusão.

PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES

Um aspecto importante na caracterização do mercado retalhista diz respeito a reclamações e pedidos de informação apresentados pelos consumidores. Actualmente, estes dados são apenas disponibilizados pelo operador da rede de distribuição e pelo comercializador de último recurso, que forneceu em 2007 cerca de 97% dos consumidores.

No quadro seguinte apresenta-se o número de pedidos de informação recebidos, em 2007, com discriminação por tema. Observa-se que as questões contratuais e relativas a facturação ou cobrança representam mais de 90% da totalidade dos pedidos informação.

Quadro 3-20 – Pedidos de informação em 2007

Motivo	Número
Questões contratuais	19 700
Facturação/cobrança	25 891
Ligação	379
Questões técnicas	1 468
Leitura de contadores	1 607
Outros	78
Total	49 123

Relativamente às reclamações recebidas, estas são apresentadas no quadro seguinte, verificando-se que as matérias de facturação e redes representam cerca de 60% da totalidade das reclamações.

Quadro 3-21 – Reclamações em 2007

Motivo	Número
Atendimento	6 582
Facturação	12 670
Cobrança	1 706
Leitura	1 477
Equipamento de medição	826
Características técnicas	5 995
Redes	21 517
Outros	7 238
Total	58 011

3.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A CONCORRÊNCIA

3.2.3.1 DEFINIÇÃO DO CONCEITO DE OPERADOR DOMINANTE

A configuração geográfica de Portugal e Espanha e as características dos sistemas eléctricos de ambos os países recomendam a constituição de um mercado conjunto, no qual os consumidores de ambos os países possam eleger livremente o seu comercializador. De facto, a capacidade de interligação entre o espaço físico da Península Ibérica e o resto da Europa é ainda muito reduzida, pelo que o acesso efectivo a outros mercados resulta dificultado. Por outro lado, Portugal, isoladamente, possui um sistema eléctrico cuja dimensão e número de agentes não permitem a criação de um mercado eficiente.

Neste sentido, o modelo de funcionamento do MIBEL consiste na existência de um único mercado diário para o espaço físico da Península Ibérica, em que, quer do lado da procura, quer do lado da oferta de energia eléctrica se agregariam as ofertas dos agentes no sentido de obter um preço de equilíbrio que corresponderia a uma solução teórica de eficiência na afectação dos recursos.

Contudo, a presunção de existência de um único preço para o contexto do espaço físico da Península Ibérica apenas resultaria possível na hipótese de não existirem restrições de capacidade ao nível da interligação entre Portugal e Espanha, facto que permitiria a plena integração dos dois mercados nacionais.

Todavia, a capacidade ilimitada de interligação não é uma realidade no contexto do MIBEL, como de resto na generalidade dos mercados eléctricos transfronteiriços no âmbito da União Europeia, o que determina que possam existir restrições físicas ao encontro de ofertas que o mercado devolveu na confrontação das disponibilidades para pagar e receber de, respectivamente, consumidores e produtores. No contexto actual do MIBEL, o mecanismo de gestão da escassez das capacidades de interligação, passa pela aplicação de um regime de separação de mercados. Este mecanismo consiste em efectuar a afectação dos recursos com base nas ofertas dos agentes. Assim, havendo a impossibilidade de concretizar o resultado de um encontro das ofertas de compra e venda para a totalidade da área abrangida pelo mercado diário e, assim, determinar um único preço de encontro, são estabelecidos preços diferenciados para cada uma das áreas determinadas pelas restrições físicas de capacidade.

Este princípio de separação de mercados como parte do mecanismo de gestão da escassez determina que se considere de forma muito efectiva a existência de eventuais situações de domínio ou de poder de mercado, capazes de alterar ou condicionar o funcionamento dos mercados. Neste sentido, o Plano de Compatibilização Regulatória para o sector energético, assinado entre os Governos de Espanha e de Portugal a 8 de Março de 2007 estabelece um conjunto de matérias para as quais as entidades reguladoras de cada país, no âmbito do Conselho de Reguladores do MIBEL, devem apresentar uma proposta compatibilizada de regulação, cabendo aos respectivos Governos a decisão quanto à sua

expressão legislativa. A definição do conceito de operador dominante e a respectiva metodologia de apuramento insere-se no conjunto dessas matérias.

O principal interesse em estabelecer um conceito de operador dominante e, conseqüentemente, estabelecer obrigações e limitações especiais para este tipo de agente, decorre da necessidade de se mitigarem os riscos de exercício de poder de mercado por agentes com potencial para influenciarem a formação dos preços ao consumidor final.

O texto do Plano de Compatibilização Regulatória já menciona que será considerado operador dominante toda a empresa ou grupo empresarial que detenha uma quota de mercado superior a 10% da energia eléctrica produzida no âmbito do MIBEL. Para efeitos de cálculo da quota de mercado na produção de energia eléctrica, o Plano de Compatibilização Regulatória exclui os valores de produção em regime especial, pelo que a metodologia a adoptar deverá cingir-se à produção dita em regime ordinário. A análise da estrutura do sector eléctrico é complexa e, apesar do já iniciado processo de liberalização do sector eléctrico, as grandes empresas do sector mantêm-se verticalmente integradas, no sentido de terem em simultâneo operações de produção e de comercialização (só a transmissão excluída das suas operações). Desta forma, a análise da concorrência focalizada no mercado de produção de energia eléctrica, esquecendo as relações verticais existentes, não ofereceria uma ampla e completa visão do mercado eléctrico. Assim, parece ser razoável efectuar-se uma análise de quotas de mercado não apenas na produção de energia eléctrica como também na sua comercialização, relacionando-se a evolução da procura com a evolução da estrutura de oferta.

Em consequência, pareceu ser razoável estabelecer listas de operadores dominantes quer na produção de energia eléctrica, quer na comercialização, que operacionalizem um conceito integrado de operador dominante, esclarecendo em que actividades da cadeia de valor cada entidade surge nesta condição apenas numa das actividades ou em ambas. Desta forma, o conjunto de limitações e obrigações a impor seriam ajustadas à actividade em que cada entidade empresarial se assume como operador dominante, ponderando a visão global de grupo económico.

A presente realidade de integração dos mercados que integram o MIBEL tem demonstrado uma reduzida integração dos dois sistemas, facto que poderá assim manter-se até que se concretizem os planos de investimento em nova produção e na expansão da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha que foram anunciados. Desta forma, até que se concretize uma maior integração dos dois mercados, o estudo dos reguladores considerou necessário, de forma a assegurar a defesa dos interesses dos consumidores de ambos os países, que se estabeleçam condições transitórias que definam e enquadrem a aplicação do conceito de operador dominante tendo presente a existência de mercados geográficos relevantes diferenciados e não apenas um único mercado.

Neste contexto, durante a vigência de tal período transitório, efectuar-se-ia a elaboração de uma lista de operadores dominantes ibéricos, sem prejuízo de, na imposição das respectivas obrigações e limitações

se atender à realidade competitiva em cada país (cada mercado geográfico relevante), sendo as exceções consagradas mediante o acordo recíproco e prévio de ambas as entidades reguladoras nacionais.

3.2.3.2 LIBERTAÇÃO DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

Tendo presente a estrutura do mercado português de produção de energia eléctrica e a entrada em vigência do regime de ofertas em mercado para o conjunto dos agentes portugueses, em Junho de 2007 foi realizado o primeiro leilão de libertação de capacidade de produção, a que se seguiu um segundo em Setembro. Estes leilões, também conhecidos por leilões VPP (Virtual Power Plant), são mecanismos que permitem a colocação de uma parte da capacidade de produção já instalada através de opções de compra de energia eléctrica.

A necessidade de realizar, através de mecanismos de mercado, a libertação de capacidade de produção de energia eléctrica decorre, no fundamental, da procura de mecanismos que permitam mitigar o exercício de poder de mercado por agentes com participação muito preponderante na produção e na comercialização de energia eléctrica. Esta motivação conduz a que a própria realização de leilões de libertação de capacidade no MIBEL seja entendida como uma obrigação ou limitação subsequente à definição da condição de operador dominante, razão pela qual a forma como se implementam os mencionados leilões não pode deixar de atender à definição e implementação daquele conceito.

A mitigação dos riscos de exercício de poder de mercado no sector recomendaria que a cedência de capacidade fosse efectuada pelos operadores em que esse risco é mais evidente – por definição, os operadores dominantes. Contudo, não foi inicialmente, no caso português, essa a via seguida para a realização dos dois leilões de capacidade virtual entretanto ocorridos, tendo sido a REN Trading a operacionalizar a libertação de capacidade através das centrais para as quais ainda se mantém em vigor o respectivo CAE – Pego (Tejo Energia) e Tapada do Outeiro (TURBOGÁS).

Conforme se mencionou anteriormente, o primeiro leilão de capacidade virtual realizado em Portugal ocorreu a 26 de Junho de 2007, sendo o correspondente período de entrega o terceiro trimestre do ano.

O leilão de 26 de Junho (VPP1) iniciou-se com um preço de reserva de 19 €/MW, que correspondeu ao preço mínimo de licitação para as opções de capacidade de produção, tendo o preço de exercício sido fixado nos 24 €/MW. Participaram neste primeiro leilão cinco entidades, tendo a procura excedido em cerca de 50% a oferta disponível de 100 MW. Assim, o leilão comportou a realização de duas rondas de licitação, tendo o preço marginal (prémio) de fecho sido fixado em 21,10 €/MW para cada um dos blocos horários de 1 MW adquiridos, registando-se a participação de 5 entidades (Centrica, EGL, Endesa, Iberdrola e Unión Fenosa).

Nestes termos, para cada agente comprador no leilão VPP1, o custo total de exercício da opção sobre capacidade adquirida fixou-se em 45,10 €/MW (24 € + 21,10 €), havendo um custo fixo unitário que corresponde ao prémio do leilão, que é liquidado independentemente de ser exercida, ou não, a opção sobre capacidade.

Em termos globais, durante o terceiro trimestre de 2007, o preço formado no mercado diário na área portuguesa do MIBEL esteve em 867 das 2208 horas do trimestre acima do preço total de exercício do VPP1 (45,10 €/MWh), o que corresponde a aproximadamente 40% do tempo. Refira-se que o preço médio formado no mercado diário na área portuguesa do MIBEL durante o terceiro trimestre de 2007 se fixou em 44,69 €/MWh, ou seja a energia em carga base adquirida no mercado diário assumiu um custo unitário em 0,41 €/MWh inferior à energia em carga base adquirida através de leilões de capacidade virtual.

Embora tenham ocorrido períodos em que o preço total do primeiro leilão se situou abaixo do preço do mercado diário para a zona portuguesa, a nomeação das quantidades adquiridas num racional de maximização dos ganhos financeiros implicou a nomeação das mesmas em todas as horas do período de entrega, já que o preço de mercado diário nunca foi inferior ao preço de exercício definido para o VPP1 e, logo, permitiu-se a recuperação de todos os custos variáveis e de, pelo menos, parte dos custos fixos de participação no leilão.

O segundo leilão de capacidade virtual realizado em Portugal ocorreu a 21 de Setembro de 2007, tendo como período de entrega o quarto trimestre do mesmo ano. Neste leilão, a REN Trading colocou a licitação um total de 140 MW de capacidade de produção de energia eléctrica, com um preço de reserva inicial para cada bloco horário de 19 €/MW e um preço de exercício de 27 €/MW.

No segundo leilão de capacidade virtual (VPP2), foram qualificados 8 agentes compradores (Centrica, EGL, Endesa, Iberdrola e Unión Fenosa, que já haviam participado no VPP1 e ainda, pela primeira vez, a EDF Trading, Enel Viesgo e Sempra), tendo a quantidade colocada em leilão sido de 50 MW (dos 140 MW disponíveis), o que configurou uma procura que representou cerca de 35,7% da oferta disponível. Desta forma, o leilão compreendeu uma ronda única de licitação, com o preço marginal (prémio) de fecho se fixado em 19,01 €/MW, a que corresponde um preço total de exercício de 46,01 €/MW (27 €/MW + 19,01 €/MW).

O preço médio formado na área portuguesa do mercado diário do MIBEL situou-se em média durante o mês de Outubro em 59,66 €/MWh, ou seja a energia adquirida no segundo leilão de capacidade virtual esteve, durante os meses de Outubro a Dezembro de 2007, a desconto de 13,65 €/MWh face à energia adquirida no mercado diário.

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 2007, a Autoridade da Concorrência emitiu ao todo três decisões sobre operações notificadas por entidades ligadas ao sector energético, tendo a ERSE sido solicitada para a emissão dos respectivos pareceres. As decisões mencionadas anteriormente encontram-se disponíveis na página da Internet¹⁶ da Autoridade da Concorrência, referindo-se os respectivos textos aos pareceres da ERSE na generalidade das situações. Duas das situações de notificação e respectiva decisão pela Autoridade da Concorrência dizem respeito ao sector eléctrico.

As duas operações apreciadas e decididas durante 2007 a respeito do sector eléctrico versaram operações de concentração empresarial de entidades que actuavam no segmento de produção em regime especial em Portugal continental, num dos casos, e do aproveitamento eléctrico de actividades agropecuárias na Região Autónoma dos Açores. Tratam-se de situações em que 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.

¹⁶ <http://www.concorrenca.pt>

4 REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL

4.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

4.1.1 GERAL

Com o objectivo de transpor a Directiva 2003/55/CE, relativamente às regras comuns para o mercado interno do gás natural, para o quadro legislativo nacional e concretizando a linha estratégica da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, o Decreto-Lei n.º 30/2006, publicado em 15 de Fevereiro de 2006, estabelece as novas bases organizativas do Sistema Nacional de Gás Natural, estabelecendo os princípios gerais aplicáveis ao exercício das actividades de recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural e ainda a actividade de mudança de comercializador de gás natural e a organização dos mercados, criando um regime de separação das actividades, conforme mencionado na Directiva 2003/55/CE.

Este Decreto-Lei estabelece os critérios aplicáveis à concessão de autorizações para o exercício de cada uma destas actividades, à exploração das redes e demais infra-estruturas e ao respectivo acesso por terceiros e explicita as atribuições dos diferentes operadores e a separação e transparência das contas. Por último, prevê medidas de salvaguarda e de derrogação relacionadas com compromissos assumidos no âmbito de contratos de *take or pay* e com mercados emergentes e isolados.

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, foi complementado pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, que estabeleceu os regimes jurídicos aplicáveis às actividades de transporte de gás natural, de armazenamento subterrâneo, de recepção, armazenamento e regaseificação em terminais de gás natural liquefeito (GNL) e de distribuição de gás natural, incluindo as respectivas bases das concessões, e a definição do tipo de procedimentos aplicáveis à respectiva atribuição.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, foi definido o seguinte calendário de elegibilidade:

- A 1 de Janeiro de 2007 tornaram-se elegíveis os centros electroprodutores em regime ordinário.
- A 1 de Janeiro de 2008 adquirem a condição de elegibilidade os clientes com consumo anual igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais.
- A 1 de Janeiro de 2009 adquirem a condição de elegibilidade os clientes com consumo anual igual ou superior a 10 000 metros cúbicos normais.
- A partir de 1 de Janeiro de 2010 são elegíveis todos os clientes de gás natural em Portugal.

Durante o ano de 2007, nenhum dos produtores de energia eléctrica em regime ordinário se constituiu como agente de mercado, tendo mantido a vigência dos contratos de fornecimento de gás natural celebrados em data anterior à abertura de mercado.

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

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 sistema nacional de gás natural. Não obstante, o quadro regulamentar aprovado no ano de 2006 e em vigor em 2007 inclui um mecanismo de atribuição das capacidades disponíveis e prevê a eventualidade de ocorrerem congestionamentos, contemplando os princípios a adoptar nessas situações.

4.1.2.1 ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NAS INFRA-ESTRUTURAS DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

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 sistema nacional de gás natural 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 sistema nacional de gás natural 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.

4.1.2.2 MECANISMO DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS

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 sistema nacional de gás natural onde se perspectivam os congestionamentos, sendo a atribuição de capacidade decorrente da realização de leilões de capacidade.

4.1.3 REGULAÇÃO DOS OPERADORES DA REDE PÚBLICA DE GÁS NATURAL

4.1.3.1 TARIFAS ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

FORMAS DE REGULAÇÃO

Os proveitos permitidos e as formas de regulação económica das diversas actividades reguladas, associadas às infra-estruturas do sector do gás natural encontram-se estabelecidos no Regulamento Tarifário.

A regulação económica exercida pela ERSE e, conseqüentemente, os procedimentos utilizados na determinação dos parâmetros de regulação, diferem consoante as actividades. Não obstante se aplicar em todas as actividades uma regulação por custos aceites, incentivadora dos investimentos, em todas as actividades de gestão de infra-estruturas, com excepção do Armazenamento Subterrâneo, os custos 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, de um custo de capital unitário constante pelas quantidades de gás natural previstas serem processadas no âmbito da actividade. Num sector marcadamente jovem, com o alisamento dos custos com capital procurou-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. Esta metodologia é aplicada no cálculo dos proveitos das actividades associadas ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, à rede de transporte de gás natural e às redes de distribuição de gás natural.

Na regulação por custos, o principal parâmetro de regulação é a taxa do custo de capital, valor utilizado 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 é o cálculo do custo do capital próprio tem sido baseado na metodologia do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

O período de regulação estabelecido para as actividades reguladas do gás natural é de três anos gás, 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 regulados de gás natural, a regulação só se iniciou em Julho de 2008 pelo que este primeiro período de regulação só terá dois anos. Cada ano gás decorre entre 1 de Julho e 30 de Junho do ano seguinte.

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

Até 2006, o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha de outro fornecedor. Não estando ainda atribuído o direito de acesso às redes, não existiam tarifas de uso das redes. As tarifas de venda de gás natural para clientes domésticos (até 10 000 m³ (n)/ano) eram homologadas pelo Ministério da Economia e Inovação. Acima do consumo de 10 000 m³ (n)/ano, as tarifas eram negociadas entre os detentores das concessões ou das licenças e os respectivos clientes.

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 alarga 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 Rede de Distribuição, de Comercialização, de Energia e a tarifa resultante de Venda a Clientes Finais.

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural estabelece em detalhe a metodologia de cálculo das tarifas e preços de gás natural, bem como as formas de regulação dos proveitos permitidos às empresas reguladas deste sector.

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. O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente. A ERSE publica, até 15 de Junho, as tarifas para vigorarem a partir de 1 de Julho do ano gás seguinte.

Com o objectivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas, caracteriza-se sucintamente o sistema tarifário português, para o sector do gás natural.

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).

TARIFAS E ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

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.

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.

A tarifa de Uso Global do Sistema permite recuperar os proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema que inclui não só a operação do sistema, mais precisamente, os custos inerentes à própria actividade de coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural (nomeadamente, as quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do

sistema), os custos com a gestão do processo de mudança de comercializador de gás natural e os custos da ERSE afectos ao sector de gás natural, como também alguns custos de política energética ou de interesse económico geral, onde se incluem, nomeadamente os custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte permite recuperar os proveitos da actividade de transporte de gás natural que inclui a exploração, o desenvolvimento e manutenção das redes de transporte de gás natural.

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL permite recuperar os proveitos da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL que inclui a exploração, o desenvolvimento e manutenção do terminal de GNL. Esta tarifa baseia-se em três parcelas, as quais se referem aos serviços de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL.

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo permite recuperar os proveitos da actividade de armazenamento subterrâneo de gás natural que inclui a exploração, o desenvolvimento e manutenção do armazenamento subterrâneo.

A partir do terceiro ano gás serão ainda considerados nas três últimas tarifas referidas, os custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental e os proveitos da atribuição de capacidade das infra-estruturas em situação de congestionamento.

TARIFAS DE ACESSO

Os clientes que pretendam utilizar as infra-estruturas de gás natural devem pagar as respectivas tarifas de acesso. O acesso às redes é pago por todos os consumidores de gás natural e inclui as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. 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.

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, apenas são pagas se o cliente pretender utilizar as respectivas infra-estruturas.

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.

Os preços das tarifas de acesso de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por actividade. A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de

gás natural será efectuada de forma gradual, através da utilização de um mecanismo de limitação de acréscimos resultante da convergência das tarifas.

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Conforme referido, o ano de 2007 marca o início do estabelecimento de tarifas por actividade regulada pela ERSE no sector do gás natural.

A fixação das tarifas é devidamente justificada, sendo precedida de consulta ao Conselho Tarifário, órgão da ERSE onde estão representados consumidores e empresas reguladas. A ERSE publica e divulga os preços das tarifas de acesso às infra-estruturas no Diário da República, na sua página de Internet e através de folhetos informativos. Adicionalmente, a regulamentação estabelece a obrigação de os operadores das infra-estruturas informarem e aconselharem os utilizadores das suas infra-estruturas de gás natural sobre as tarifas e preços a pagar pelo acesso às mesmas e sobre as opções tarifárias mais vantajosas e adequadas a cada situação através, designadamente, da elaboração e publicação de folhetos informativos.

No quadro seguinte apresenta-se o montante de proveitos proporcionado por cada uma das tarifas a pagar pelo acesso às infra-estruturas de gás natural de Alta Pressão, no ano gás 2007-2008.

Quadro 4-1 - Discriminação dos custos incluídos nas tarifas a pagar pelo acesso às infra-estruturas de Alta Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS	PROVEITOS (10 ³ EUR)
USO GLOBAL DO SISTEMA	12 322
USO DA REDE DE TRANSPORTE	82 419
USO DO TERMINAL DE GNL	29 426
USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	12 949

No quadro seguinte apresentam-se os preços médios a pagar pelo acesso às várias infra-estruturas de gás natural de Alta Pressão, calculados com base na energia veiculada por cada infra-estrutura.

Quadro 4-2 - Preços médios a pagar pelo acesso às infra-estruturas de gás natural de Alta Pressão

Tarifa de Uso da Infra-estrutura de AP	Preço médio (€/MWh)
Tarifa de Uso Global do Sistema + Tarifa de Uso da Rede de Transporte	1,83
Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	1,18
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0,02
Uso total das infra-estruturas (considerando a energia à saída da rede de transporte)	2,65

O consumo de gás natural está sujeito a uma taxa de IVA de 5%.

INFORMAÇÃO PRESTADA PELOS OPERADORES DE REDES SOBRE TARIFAS E LIGAÇÕES ÀS REDES

A legislação e regulamentação do sector do gás natural impõem aos operadores de redes de transporte e de distribuição um conjunto alargado de obrigações de informação aos consumidores e agentes de mercado. As obrigações de informação aos utilizadores das redes estão consagradas no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento Tarifário, no Regulamento do Acesso às Redes e às Infra-estruturas e Interligações, no Regulamento da Qualidade de Serviço e nos contratos de uso das redes.

Os operadores de redes têm a obrigação de informar todos os interessados sobre as tarifas e preços regulados que praticam. Têm ainda o dever de informação e aconselhamento sobre as melhores opções disponíveis.

Relativamente à divulgação de informação sobre tarifas importa ainda referir o papel desenvolvido pela ERSE e pelos comercializadores. A ERSE publica informação completa sobre as tarifas e elabora folhetos informativos destinados a ajudar os consumidores a conhecerem e compreenderem os preços das tarifas.

Os comercializadores assumem igualmente um papel muito importante na informação prestada aos consumidores sobre tarifas, designadamente as tarifas de uso das redes. Recorde-se que em Portugal os clientes se relacionam preferencialmente com o seu comercializador. O relacionamento dos clientes com os operadores de redes ocorre somente para efeitos de requisição de ligação à rede, assistência técnica (avarias) e comunicação de leituras. As facturas dos comercializadores evidenciam a parcela do valor total da factura que corresponde ao uso das redes.

A regulamentação estabelece a obrigação do operador de rede informar e aconselhar o requisitante de ligação à rede, designadamente sobre o nível de pressão a que deve ser efectuada a ligação, de modo a proporcionar as melhores condições técnicas e económicas, considerando os aspectos que integram a

requisição de ligação. Esta obrigação de informação acarreta, designadamente, a elaboração e publicação de folhetos informativos sobre o estabelecimento de ligações às redes, bem como a obrigatoriedade de apresentação de orçamentação para a ligação solicitada. O orçamento relativo aos encargos de ligação deve incluir, entre outras, as seguintes informações:

- Identificação dos elementos de ligação necessários, com indicação das respectivas características técnicas e dimensionamento.
- Identificação do ponto de ligação à rede.
- Tipo, quantidade e custo dos principais materiais, equipamentos e mão de obra utilizados na construção da ligação.
- Condições de pagamento.
- Prazo de execução da ligação e validade do orçamento.

As condições e prazos de pagamento dos encargos relativos a ligações às redes são estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais aprovado pela ERSE.

4.1.3.2 QUALIDADE DE SERVIÇO

A aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço do sector do gás natural iniciou-se em Julho de 2007. O primeiro ano gás termina a 30 de Junho de 2008 o que justifica a não referência à caracterização do sector em termos de qualidade de serviço.

4.1.3.3 BALANÇO

A abertura de mercado a 1 de Janeiro de 2007, abrangendo inicialmente os centros electroprodutores, motivou a publicação de um novo quadro legislativo e regulamentar, o qual contempla os princípios orientadores para a gestão do encontro entre a oferta e a procura de gás natural no sistema.

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 a aprovar pela ERSE, no âmbito do mecanismo de incentivo à reposição do equilíbrio individual. As penalidades serão estabelecidas na sequência de proposta a apresentar pelo operador da rede de transporte, 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, devendo repor as suas existências dentro dos limites estabelecidos.

Cabe aos operadores das infra-estruturas do sistema nacional de gás natural proporem os quantitativos de gás natural relativos às existências máximas e mínimas das suas infra-estruturas, bem como a metodologia de afectação dessas existências aos agentes de mercado. A metodologia de afectação das quantidades de gás natural aos agentes de mercado é aprovada e publicada pela ERSE.

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, serão aprovadas pela ERSE mediante proposta do operador da rede de transporte, na sua actividade de gestor técnico global do sistema.

4.1.3.4 ACESSO AO ARMAZENAMENTO, *LINEPACK* E OUTROS SERVIÇOS DE SISTEMA

O acesso às instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural é regulado de um modo transparente e não discriminatório.

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.

Por sua vez, o acesso ao *linepack* por parte dos agentes de mercado decorre directamente do acesso à RNTGN. Com efeito, a RNTGN opera entre dois limites de existências, máximo e mínimo, os quais são determinados e disponibilizados anualmente pelo operador da RNTGN, dando cumprimento à regulamentação em vigor.

A diferença entre os valores anuais relativos às existências máximas e mínimas de gás natural na RNTGN constitui o *linepack*, o qual é disponibilizado aos agentes de mercado na proporção das capacidades que lhes são atribuídas na RNTGN. Assim, a cada agente de mercado com capacidade

atribuída na RNTGN é automaticamente atribuída uma tolerância, que resulta da diferença entre as suas existências individuais máxima e mínima, a qual deve ser gerida para o encontro entre a oferta e procura de gás natural na RNTGN.

4.1.4 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS INFRA-ESTRUTURAS

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural em Portugal. Neste diploma foi estabelecido o princípio da separação jurídica e patrimonial das actividades do sector do gás natural, pelo que o SNGN passou a integrar as seguintes actividades:

- Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.
- Armazenamento Subterrâneo de gás natural.
- Transporte de gás natural.
- Distribuição de gás natural.
- Comercialização de gás natural.
- Operação logística de mudança de comercializador de gás natural.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, define os princípios gerais de organização e funcionamento das actividades do SNGN, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício de cada actividade e à organização dos mercados de gás natural, completando a transposição da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho iniciada com o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro e procede ainda à transposição da Directiva n.º 2004/67/CE, do Conselho, de 26 de Abril.

No ano de 2006, os activos associados às actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural (parcialmente) e Transporte de gás natural foram transferidos do grupo Galp para o grupo REN, sem interesses nas restantes actividades do SNGN, indo ao encontro dos princípios da Directiva.

Recorda-se que os regulamentos do gás natural publicados pela ERSE em 2006 reforçam os princípios de separação de actividades.

SEPARAÇÃO CONTABILÍSTICA

O Regulamento Tarifário, emitido pela ERSE, estipula que os operadores de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, de Transporte de gás natural, de Distribuição de gás natural e de Comercialização de último recurso grossista e retalhista enviem à ERSE, relativamente a cada ano gás, as contas reguladas de cada uma das funções, de modo a

possibilitar a obtenção do balanço, da demonstração de resultados, dos respectivos anexos e dos investimentos, acompanhadas por um relatório da empresa de auditoria, que comprove que foram respeitados todos os princípios definidos para efeitos de regulação. As empresas devem, igualmente, enviar à ERSE a estimativa do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos para o ano gás em curso e os valores previsionais dos balanços, das demonstrações de resultados e dos investimentos, para o ano gás seguinte e no caso das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de gás natural e de Distribuição de gás natural até ao final da concessão.

A ERSE, para efeito de cálculo das tarifas, tem competência para aceitar ou não os valores enviados pelas empresas. Caso não aceite, justificará a sua decisão.

4.1.4.1 ANÁLISE POR ACTIVIDADE

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 do ponto de vista jurídico, patrimonial e contabilístico dos operadores de distribuição (sendo estas as empresas com mais de 100.000 clientes).

4.1.4.1.1 OPERADORES DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – REN Atlântico - é independente, do ponto de vista patrimonial, das restantes actividades 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. Em 31 de Dezembro de 2007 a empresa tinha como único cliente a nível nacional a Galp Gás Natural.

A actividade desenvolvida por este operador reparte-se por três funções, Recepção, Armazenamento e Regaseificação, para as quais existe uma separação em termos contabilísticos. A caracterização dos activos afectos a este operador é efectuada no ponto 5.2.2.3.

4.1.4.1.2 OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida por dois operadores – REN Armazenagem e Transgás Armazenagem. A 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, empresa do grupo GALP, exercia esta actividade, em regime de exclusividade desde a sua constituição (2004), no âmbito da concessão atribuída à Transgás a qual incluía o transporte e importação de gás natural para o território nacional.

No âmbito de reestruturação do SNGN, ocorrida em 2006, parte dos activos de armazenamento subterrâneo continuaram a ser detidos pela empresa Transgás Armazenagem, tendo os restantes sido transferidos para um novo operador de armazenamento subterrâneo, a REN Armazenagem, o qual integra um grupo empresarial sem interesses na actividade de comercialização de gás natural.

A Transgás Armazenagem é detida a 100% pela Galp Gás Natural. Esta empresa tem como único cliente a empresa mãe.

A REN Armazenagem é detida a 100% pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. A empresa tem como único cliente a Galp Gás Natural, SA.

A caracterização dos activos afectos a estes operadores é efectuada no ponto 5.2.2.2.

Existe um acordo de partilha de utilização das instalações de superfície entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem. Todas as infra-estruturas de superfície são propriedade da REN Armazenagem. O acordo relativo à utilização das instalações de superfície sitas no Carriço estabelece que a REN Armazenagem garante à Transgás Armazenagem o acesso às instalações de lixiviação, adquiridas pela REN Armazenagem, para concluir as cavernas a construir pela Transgás Armazenagem.

As empresas Transgás Armazenagem e REN Armazenagem são independentes do ponto de vista jurídico das restantes actividades do sector do gás natural.

4.1.4.1.3 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 patrimonial, das restantes actividades 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.

A Transgás, empresa do grupo GALP, exerceu a actividade de Transporte de gás natural desde a sua constituição (1993). A concessão da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) atribuída pelo Estado à REN Gasodutos resulta da decisão de separar a comercialização de gás natural da operação do transporte. São competências da entidade concessionária:

1. O transporte de gás natural no estado gasoso através da rede de gasodutos de alta pressão.
2. A gestão técnica global do SNGN.
3. O planeamento, o desenvolvimento e a expansão da RNTGN e a construção das respectivas infra-estruturas e o planeamento da RNTIAT e da utilização das respectivas infra-estruturas.
4. A gestão da interligação da RNTGN com a rede internacional de transporte de alta pressão e da ligação com as infra-estruturas de armazenamento subterrâneo e com os terminais de GNL.
5. O controlo da constituição e da manutenção das reservas de segurança de gás natural.

Os principais activos contemplados pela concessão são:

1. O conjunto de gasodutos de alta pressão para transporte de gás natural em território nacional.
2. As instalações afectas à compressão, ao transporte e à redução de pressão para entrega às redes de distribuição ou a clientes finais, incluindo todo o equipamento de controlo, regulação e medida e os postos de redução de pressão de 1ª classe.
3. As instalações e os equipamentos de telecomunicações, telemedida e telecomando afectas à gestão das instalações de recepção, transporte e entrega de gás natural.

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

- Transporte de gás natural.
- Gestão Técnica Global do Sistema.

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

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

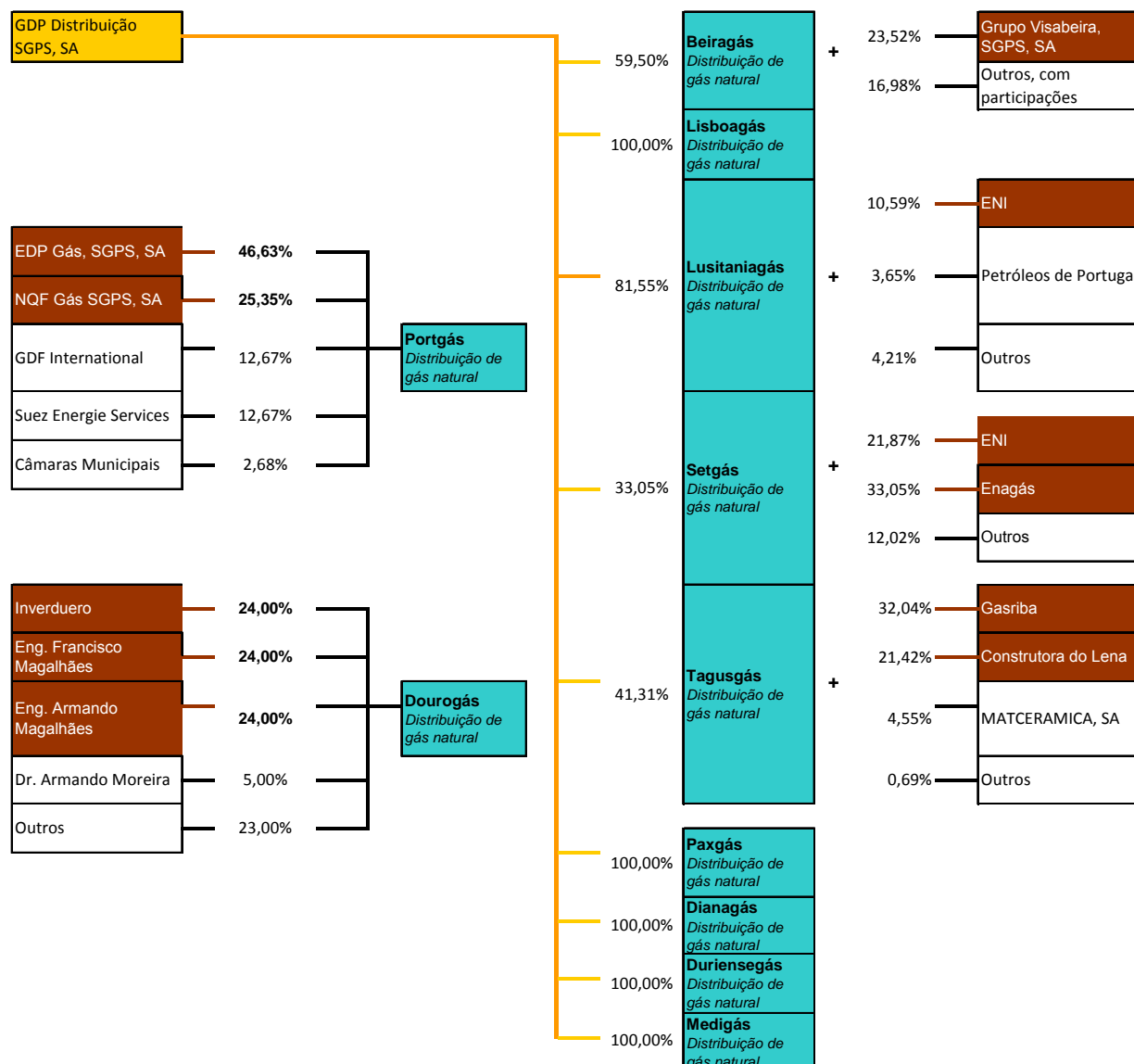
4.1.4.1.4 OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

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.

Estas empresas são independentes, do ponto de vista jurídico, das restantes actividades do sector de gás natural.

A Figura 4-1 apresenta a estrutura accionista dos operadores da rede de distribuição em 31 de Dezembro de 2007.

Figura 4-1 – Estrutura accionista dos operadores da rede de distribuição



As bases das concessões da actividade de distribuição de gás natural ficaram estabelecidas no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho. Os contratos de concessão das empresas distribuidoras de gás natural foram assinados em Abril de 2008.

Naquele decreto-lei ficou estabelecido que são competências da entidade concessionária:

1. O recebimento, veiculação e entrega de gás natural em média e baixa pressões.

2. A construção, operação, exploração, manutenção e expansão de todas as infra-estruturas que integram a RNDGN, na área correspondente à concessão e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação.

A partir de Julho de 2007, as sociedades concessionárias de distribuição regional ou titulares de licenças de distribuição local com mais de 100 000 clientes passaram a exercer a actividade de comercialização através de sociedades autónomas (separação jurídica), conforme determina o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho (Portgás, a Lisboagás, a Setgás e a Lusitaniagás).

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

- Distribuição de gás natural.
- Acesso à RNTGN.

As empresas efectuaram a separação das actividades anteriormente referidas em termos contabilísticos e organizativos. O primeiro período regulatório terá início em 1 de Julho de 2008.

No quadro seguinte, apresentam-se os consumos de gás natural e a respectiva repartição pelas áreas de intervenção dos diferentes operadores da rede de distribuição, em 31 de Dezembro de 2007.

Quadro 4-3 – Consumos de gás natural

Alguns dados sobre os operadores da rede de distribuição			
Distribuidores	Consumos 10 ³ m ³ (n)	Quota de mercado	Nº de clientes
Lisboagás	214 710	30,55%	462.398
Portgás	214 780	30,56%	170 841
Lusitaniagás	154 300	21,95%	159 097
Setgás	36 010	5,12%	126 227
Beiragás	31 176	4,44%	30 791
Tagusgás	27 413	3,90%	22 130
Duriensegás	11 067	1,57%	15 235
Medigás	6 543	0,93%	8 683
Dianagás	5 177	0,74%	2 893
Dourogás	1 631	0,23%	4 905
Paxgás	0	0,0%	0

Fonte: As empresas referidas

4.1.4.1.5 COMERCIALIZAÇÃO

O exercício desta actividade consiste na compra e venda de gás natural, para comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados.

No Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, ficou definido que as empresas com mais de 100 000 clientes devem exercer a actividade de comercialização de último recurso através de sociedades autónomas (estão neste caso a Portgás, a Lisboagás, a Setgás e a Lusitaniagás).

A actividade de comercialização é separada juridicamente das restantes actividades para empresas com mais de 100 000 clientes e é exercida em livre concorrência, ficando sujeita ao regime de licença a conceder pelo Governo. Exceptua-se desta disposição a comercialização de gás natural de último recurso que fica sujeita a regulação.

O comercializador de último recurso está sujeito a obrigações de serviço público nas áreas abrangidas pela RPGN. O exercício desta actividade também está sujeito a licença. A actividade está separada juridicamente das restantes actividades e está sujeita a regulação. A separação jurídica só é exigida quando o número de clientes ultrapassar os 100 000.

O Decreto-Lei n.º 140/2006 veio estabelecer que à Transgás fosse atribuída uma licença de comercialização de último recurso, para todos os clientes que consumam anualmente quantidades de gás natural iguais ou superiores a 2 milhões de metros cúbicos normais, excluindo os produtores de electricidade em regime ordinário, com prazo até 2028. Para quantidades de gás natural inferiores, as licenças foram atribuídas às actuais empresas distribuidoras, e têm duração correspondente à dos actuais contratos de concessão ou à das actuais licenças de distribuição.

Foi criada a figura do comercializador do SNGN, cuja actividade regulada consiste na compra e venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*, celebrados em data anterior à publicação da Directiva n.º 2003/55/CE, de 26 de Junho, do Parlamento e do Conselho.

Esta actividade é independente em termos jurídicos, organizativos e de tomada de decisões das restantes entidades que actuam no âmbito do SNGN.

Em 31 de Dezembro de 2007, a estrutura accionistas dos comercializadores de último recurso retalhistas era igual à dos operadores da rede de distribuição. Cada uma das novas empresas constituídas por imposição legal, (empresas com mais de 100 000 clientes), é detida a 100% pelo operador da rede de distribuição respectivo. Operador logístico de mudança de comercializador

O operador logístico de mudança de comercializador tem atribuições no âmbito da gestão da mudança de comercializador, nomeadamente a gestão dos equipamentos de medida e a recolha de informação local ou à distância.

Esta actividade é independente em termos jurídicos, organizativos e de tomada de decisões das restantes entidades que actuam no âmbito do SNGN.

O operador logístico de mudança de comercializador será comum para o SNGN e para o Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ficando sujeito a regulação.

A criação deste operador está ainda dependente de legislação complementar prevista no Decreto-lei n.º140/2006, de 26 de Julho. Transtoriamente, enquanto este novo operador não é constituído, a gestão do processo de mudança de comercializador é da responsabilidade do operador da rede de transporte.

4.2 CONCORRÊNCIA

4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

O aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efectuado através de contratos de longo prazo, cujas quantidades se encontram negociadas numa lógica de sistema verticalmente integrado existente até ao início do processo de liberalização do sector.

Neste sentido, o mercado grossista português de gás natural resume-se, durante o ano de 2007, ao aprovisionamento de gás natural a partir das fontes tradicionais e previamente definidas. Os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria, através de contratos *take-or-pay* de longo prazo.

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

Apesar de legal e regulamentarmente prevista já em 2007, o primeiro leilão deverá ocorrer somente no último trimestre de 2008.

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

Até 2006, o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direitos de escolha de outro fornecedor.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no desenvolvimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, veio alterar esta situação ao estabelecer a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis, incluindo as bases das concessões.

Tendo presente o calendário de abertura de mercado legalmente definido, em 2007 o mercado de venda a clientes finais resume-se aos fornecimentos de gás natural por aplicação de tarifas reguladas. Com

efeito, apenas os centros electroprodutores em regime ordinário foram consideradas elegíveis para a escolha livre de fornecedor de gás natural, sendo que todos os restantes clientes foram fornecidos no âmbito da comercialização regulada e por aplicação das tarifas respectivas.

Os três maiores consumidores de gás natural são as centrais electroprodutoras:

- Tapada do Outeiro, ciclo combinado, 3x330 MW.
- Termoeléctrica do Ribatejo (TER), 3x392 MW.
- Carregado, ciclo simples, 2x125 MW.

A distribuição do consumo de gás natural pelos diferentes tipos de consumidores é apresentada no ponto 5.2.1.

PREÇO DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL DURANTE O ANO DE 2007

Durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais continuaram a ser homologados pelo Ministério da Economia e Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas.

As tarifas de Venda a Clientes Finais incluem as seguintes tarifas:

- Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista.
 - Tarifa A
 - Tarifa B
 - Tarifa A+B
 - Tarifa Carris e STCP
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³.
 - Tarifas Base
 - Tarifas A (Comercializadores de Último Recurso retalhistas)
 - Tarifas Cogeração
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

As tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas (CURr) não são uniformes em todo o país, sendo diferenciadas por CUR.

O comercializador de último recurso grossista (CURg) é a entidade titular de licença de comercialização de último recurso (Transgás) que está obrigada a assegurar o fornecimento de gás natural aos CURr e aos clientes que consomem anualmente quantidades de gás natural iguais ou superiores a 2 milhões de m³ (n) que não exerçam o seu direito de elegibilidade.

Os CURr são as entidades titulares de licença de comercialização de último recurso (Beiragás, Dianagás, Dourogás, Duriensegás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Medigás, Portgás, Setgás, Tagusgás) que estão obrigadas a assegurar o fornecimento de gás natural a todos os consumidores com consumo anual inferior a 2 milhões de m³ (n) que se situem nas áreas das respectivas concessões ou licenças.

Os preços de gás praticados em Portugal a 1 de Janeiro de 2007 para os escalões seleccionados, publicados pela Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE), foram os seguintes:

Quadro 4-4 – Preços de gás natural publicados pelo Eurostat

Consumidor-tipo (Eurostat)	Preço (01.01.2007)
D1 (eur/GJ) com impostos	21,97
D2 (eur/GJ) com impostos	18,63
I2 (eur/GJ) sem IVA	10,16
I3-1 (eur/GJ) sem IVA	7,76
I4-1 (eur/GJ) sem IVA	5,92
I4-2 (eur/GJ) sem IVA	5,82

Fonte: DGGE, EUROSTAT

Estes preços não se encontram ainda desagregados nas suas diferentes componentes dado o mercado não ter sido ainda completamente liberalizado, abrangendo a regulação apenas as tarifas de uso das infra-estruturas, conforme já referido.

4.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A 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 2007, a Autoridade da Concorrência emitiu uma única decisão sobre operações notificadas por entidades ligadas ao sector do gás natural, tendo a ERSE sido solicitada para a emissão dos respectivos pareceres. A decisão mencionada anteriormente encontra-se disponível na página na Internet da Autoridade da Concorrência.

A única operação respeitante ao sector do gás natural decidida pela Autoridade da Concorrência durante o ano de 2007 dizia respeito à transferência de activos do operador da rede de transporte para um dos operadores de rede de distribuição, sendo que essa transferência se enquadrava 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.

5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

5.1 ELECTRICIDADE

5.1.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2007

O consumo de energia eléctrica manteve em 2007 a tendência de crescimento do ano anterior com uma variação de 1,8% (2,4% com correcção de temperatura e número de dias úteis).

Em 2007, a produtividade hidroeléctrica esteve, pelo 4.º ano consecutivo, abaixo da média, tendo-se registado um índice de hidraulicidade de 0,76. As centrais hidroeléctricas contribuíram para o abastecimento de 19% do consumo, enquanto as térmicas contribuíram com 46%. As entregas dos produtores em regime especial continuaram a crescer acentuadamente, atingindo 20% do consumo nacional.

Com o MIBEL a funcionar desde 1 de Julho, as trocas com Espanha foram as mais elevadas de sempre com o saldo importador a subir 38%, abastecendo 15% do consumo.

Com o mercado completamente liberalizado, o consumo abastecido com tarifa regulada correspondeu a cerca de 88% do total, face aos 85% verificados em 2006.

Em 2007 não se verificaram alterações significativas na capacidade instalada em centrais térmicas (apenas foram desclassificados 32 MW na central de Tunes) ou hidroeléctricas, tendo sido instalados 453 MW de capacidade em regime especial, correspondentes a 63 MW instalados por produtores térmicos (cogeradores), 3 MW por produtores hidráulicos, 377 MW por produtores eólicos e 10 MW por produtores fotovoltaicos.

Na Rede Nacional de Transporte, destaca-se a entrada em serviço das linhas a 400 kV Bódiosa-Paraimo (explorada a 220 kV), Batalha-Pego e Sines-Portimão (explorada a 150 kV) e, a 220 kV, Castelo Branco-Ferro e Fanhões-Trajouce. Entraram também em exploração as novas subestações de Penela, Castelo Branco, Trafaria e Alqueva e ainda o posto de corte de Pedralva.

Em termos de qualidade de serviço, o Tempo de Interrupção Equivalente situou-se abaixo de 1 minuto pelo terceiro ano consecutivo.

A repartição da produção de electricidade por fonte de energia nos anos de 2003 a 2007 é apresentada no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 – Repartição da produção

	2007	2006	2005	2004	2003
Gás	21%	20%	24%	21%	14%
Saldo Importador	15%	11%	14%	14%	6%
Fuel	2%	3%	10%	4%	6%
Carvão	23%	28%	30%	31%	31%
Hidráulica	19%	20%	9%	20%	35%
Prod. Reg. Especial	20%	18%	13%	10%	8%

Fonte: Dados de 2007 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2007)

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

Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo

	2007	2006	Variação
	(GWh)	(GWh)	(%)
PRODUÇÃO HIDRÁULICA	9 522	10 204	-7
PRODUÇÃO TÉRMICA	23 424	25 478	-8
PROD. EM REGIME ESPECIAL	10 156	8 754	16
SALDO IMPORTADOR	7 488	5 441	38
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	540	703	-23
CONSUMO TOTAL	50 050	49 174	1,8

Fonte: Dados de 2007 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2007)

A potência máxima solicitada à rede pública verificou-se no dia 18 de Dezembro com 9110 MW, valor que ultrapassa em cerca de 300 MW o anterior máximo observado em Janeiro de 2006.

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

Quadro 5-3 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2007	18-Dez	9 110	3,48
2006	30-Jan	8 804	3,24
2005	27-Jan	8 528	3,38
2004	09-Dez	8 249	2,52
2003	15-Jan	8 046	8,82
2002	12-Dez	7 394	-0,96
2001	17-Dez	7 466	8,36
2000	25-Jan	6 890	4,05

Fonte: Dados de 2007 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2007)

A previsão do operador da rede de transporte de evolução da potência máxima solicitada à rede nos próximos anos é apresentada no Quadro 5-4.

Quadro 5-4 – Evolução da potência máxima

Ano	Potência (MW)	Varição relativa a 2007 (%)
2009	9.769	7,2
2011	10.711	17,6
2014	12.119	33,0

Fonte: REN (Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014, Consulta Pública)

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

Quadro 5-5 – Parque electroprodutor

	2007 (MW)	2006 (MW)	Varição (MW)
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS	4.582	4.582	0
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	5.820	5.852	-32
Carvão	1.776	1.776	0
Fuel	1.476	1.476	0
Fuel / Gás natural	236	236	0
Gasóleo	165	197	-32
Gás natural	2.166	2.166	0
POTÊNCIA INSTALADA P. REG. ESPECIAL	3.639	3.187	453
Produtores Térmicos	1.362	1.299	63
Produtores Hidráulicos	373	370	3
Produtores Eólicos	1894	1517	377
Produtores Fotovoltaicos	11	1	10
TOTAL	14.041	13.621	420

Fonte: REN (Dados Técnicos 2007)

A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada apresenta-se no Quadro 5-6.

Quadro 5-6 – Margem de capacidade						
	2007	2006	2005	2004	2000	2007/2000
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	
Potência instalada total	14 041	13 621	12 821	11 708	9 947	1,41
Térmica	5 820	5 852	5 851	5 460	4 855	1,20
Hidráulica	4 582	4 582	4 582	4 386	4 184	1,10
PRE	3 639	3 187	2 388	1 862	908	4,01
Potência máxima anual	9 110	8 804	8 528	8 249	6 890	1,32
Margem de capacidade	4 931	4 817	4 293	3 459	3 057	1,61
	(35%)	(35%)	(33%)	(30%)	(31%)	

Fonte: Dados de 2007 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2007)

5.1.2 PLANEAMENTO DAS REDES E INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO

Relativamente ao enquadramento legal do planeamento das infra-estruturas das redes e investimentos na produção, não houve alteração ao aprovado em 2006.

NOVOS INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO

Em relação a novos investimentos previstos na produção em regime ordinário, para além das licenças emitidas no início do ano para construção de dois grupos electroprodutores térmicos TGCC de 400 MW na Figueira da Foz e de outros dois grupos com a mesma tecnologia e igual potência no Pego, em 2007 a DGEG prestou informação favorável para a construção de mais dois conjuntos de dois grupos TGCC a serem construídos na Figueira da Foz e em Sines.

Continua em fase de concretização o reforço de potência em dois aproveitamentos hidroeléctricos no rio Douro, Picote 2 e Bemposta 2, que contribuirão com acréscimos de potência de 240 MW e 190 MW, respectivamente, e no aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva, com 240 MW. A conclusão destes reforços de potência está prevista para 2011.

Está igualmente prevista a entrada em funcionamento do aproveitamento hidroelétrico do Baixo Sabor, com 140 MW, até 2013, e dos reforços Salamonde 2 e Venda Nova 3, com 85 MW e 440 MW, respectivamente, em 2014.

No tocante à produção em regime especial, a evolução prevista para este tipo de produção é a indicada no Quadro 5-7.

Quadro 5-7– Evolução prevista para a PRE

	2010
Eólica	5.150
Hídrica	(*)
Biomassa	250
Solar	150
Ondas	250
Biogás	100
Cogeração	2.000

(*) Nota: A meta estabelecida pelo Governo para 2010 engloba toda a produção hídrica (PRE e Regime Ordinário) no total de 5.575 MW, pelo que não é possível indicar a PRE hídrica.

Fonte: "Energia e Alterações Climáticas", Ministério da Economia e da Inovação.
"Programa Nacional para as Alterações Climáticas", Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional e Ministério da Economia e da Inovação.

A produção em regime especial, para além de apoios ao investimento, tem um preço garantido para toda a sua produção. Este preço é estabelecido pelo Governo e depende da tecnologia e do diagrama de entrega da energia à rede. Na base deste preço está o cálculo dos custos evitados, incluindo os custos evitados com emissões de CO₂. O sobrecusto¹⁷ que resulta deste incentivo é suportado pela tarifa de Uso Global do Sistema.

A evolução prevista do parque electroprodutor inclui igualmente as desclassificações da central do Barreiro, com 56 MW, em 2010, das centrais de Tunes, com 165 MW, e do Carregado, com 710 MW, em 2011, e da central de Setúbal, com 980 MW, em 2013.

¹⁷ 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 2007

A procura de gás natural no ano 2007 registou um incremento de 6,54% face ao ano 2006, e de 2,09% de 2005 para 2007. A procura de gás natural no mercado eléctrico, no ano 2007, registou um incremento de 6,47% face a 2006, ficando, no entanto, aquém da procura verificada em 2005. O ano de 2007 registou um crescimento mais acentuado da procura de gás natural nos segmentos de grandes clientes e das distribuidoras regionais.

A actividade comercial verificada nos anos 2005, 2006 e 2007 é ilustrada no quadro seguinte:

Quadro 5-8 – Actividade comercial de procura de gás natural

	2007	2006	2005	Varição 2007-2006 (%)	Varição 2007-2005 (%)
Mercado Eléctrico (TWh)	21,4	20,1	23,3	6,47	-13,73
Grande Industria (TWh)	18,7	17,7	16,9	5,65	4,73
Distribuição Regional (TWh)	8,8	8,1	7,7	8,64	14,08
Total da procura (TWh)	48,9	45,9	47,9	6,54	-4,18

Fonte: REN Gasodutos

O Quadro 5-9 resume a evolução do aprovisionamento de gás natural para Portugal, nos anos 2005, 2006 e 2007, desagregando as quantidades destinadas a consumo, a armazenagem e ao mercado internacional.

Quadro 5-9 – Aprovisionamento de gás natural

	2007	2006	2005	Varição 2007-2006 (%)
Importação (bcm)	4,04	3,92	4,19	2,30
Consumo (bcm)	4,10	3,86	4,02	6,45
Armazenagem (bcm)	-0,06	0,17	0,06	-141,18
Mercado internacional (bcm)	0,0	0,012	0,006	-100,00

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 no seu Capítulo XI a promoção das condições de garantia e segurança de abastecimento para o sistema nacional de gás natural, 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.
- 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 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. No futuro prevê-se a construção de mais duas cavernas subterrâneas, além das quatro existentes.

O Quadro 5-10 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 2007.

Quadro 5-10 – Capacidade útil de armazenamento e capacidade de emissão para a RNTGN

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	

Nota: A TGC-1S é detida pela Transgás Armazenagem, enquanto as restantes pertencem à REN Armazenagem.

5.2.2.3 TERMINAL DE GNL

A segurança no abastecimento de gás natural 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 240000 m³ GNL, uma capacidade nominal de injeção para a RNTGN de 600000 m³(n)/h e uma capacidade máxima de injeção de 900000 m³(n)/h.

A actividade do terminal de GNL de Sines relativamente às descargas de navios metaneiros, nos anos 2006 e 2007, é apresentada no Quadro 5-11.

Quadro 5-11 – Actividade do terminal de GNL – Tráfego de GNL

	2007	2006	Varição (%)
Número total de navios metaneiros recebidos	35	28	25
Total de GNL descarregado (Mm³ GNL)	4,6	3,46	33

Fonte: REN Atlântico

O número de navios metaneiros que a REN Atlântico recebeu e descarregou durante 2007 representa um aumento de 25% relativamente a 2006. Este aumento resultou no acréscimo de 33% no total de GNL descarregado no terminal, em relação ao ano de 2006.

5.2.2.4 IMPORTAÇÃO E DIVERSIFICAÇÃO DE FONTES DE ABASTECIMENTO

A entrada de gás natural na RNTGN, verificada no ano de 2007, foi de 4,3 bcm (51,3 TWh), dos quais 0,2 bcm (1,9 TWh) 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.

Em 2007, a entrada de gás natural na rede de transporte, ocorreu no ponto de ligação ao terminal de GNL de Sines (36,7%) e na interligação internacional de Campo Maior (63,3%). 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 5-12 apresenta o balanço de gás natural na rede de transporte para os anos de 2007 e 2006.

Quadro 5-12 - RNTGN – entradas e saídas

	2007	2006	Variação (%)
ENTRADAS (TWh)	51,1	51,7	-1,1
Interligações (TWh)	18,3	27,8	-34,2
▪ Mercado Interno	16,4	23,4	-29,9
▪ Trânsito	1,9	4,4	-56,8
Terminal de GNL (TWh)	31,5	23,1	36,4
Armazenamento – Extracção (TWh)	1,3	0,8	62,5
SAIDAS (TWh)	51,7	51,9	-0,4
GRMS (TWh)	48,9	45,9	6,5
Armazenamento – Injecção (TWh)	0,9	1,5	-40,0
Interligações [TWh]	1,9	4,55	-58,2
▪ Mercado Internacional	0	0,15	-100,0
▪ Trânsito	1,9	4,4	-56,8

Fonte: REN Gasodutos

5.2.2.5 CONTRATOS DE APROVISIONAMENTO DE LONGO PRAZO

A empresa Transgás S.A., detentora dos contratos de *take or pay*, foi redenominada Galp Gás Natural S.A. em Fevereiro de 2007. Deste modo, a Galp Gás Natural S.A., do grupo Galp Energia, é titular dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo e 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. Em 2007, três destes contratos estavam em vigor.

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. As quantidades contratuais que a Sonatrach se obriga a fornecer, designadas por quantidades anuais contratuais (QAC)¹⁸, são as seguintes:

- 1 600 000 000 m³ em 1998.
- 1 900 000 000 m³ em 1999.
- 2 100 000 000 m³ em 2000.
- 2 500 000 000 m³ entre 2001 e 2020 (último ano contratual).

CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO À NLNG

Existem três contratos de aquisição de GNL com a Nigerian LNG, Limited, (NLNG): NLNG I, NLNG II e NLNG Plus. Estes contratos foram assinados por um prazo de 20 anos, com período de carência de 6 anos.

A quantidade de GNL contratada através do NLNG I é de 0,42 bcm¹⁹, tendo-se iniciado o fornecimento de GNL em 2000. As entregas podem ser efectuadas em Huelva, Cartagena ou Sines.

A quantidade de GNL contratada através do NLNG II é de 1 bcm, tendo-se iniciado o fornecimento de GNL em 2002.

¹⁸ Para um poder calorífico compreendido entre 9 150 e 9 600 kcal/m³.

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

A quantidade de GNL contratada através do NLNG Plus é de 2 bcm, tendo o seu fornecimento sido iniciado em 2006. As entregas podem ser efectuadas em qualquer terminal ibérico na Costa Mediterrânica ou em Sines.

5.2.2.6 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 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

De acordo com a legislação e a regulamentação vigentes, os diferentes sujeitos intervenientes nos sectores da electricidade e do gás natural devem exercer as suas actividades em observância das obrigações de serviço público estabelecidas em conformidade com o disposto, respectivamente, na Directiva 2003/54/CE e na Directiva 2003/55/CE, ambas de 26 de Junho.

Nas referidas directivas comunitárias, a protecção dos consumidores surge associada às obrigações de serviço público, determinando inclusivamente um conjunto de medidas destinadas à salvaguarda dos seus direitos e interesses, constante dos Anexos A às mesmas directivas.

A legislação nacional inclui expressamente a protecção dos consumidores no elenco das obrigações de serviço público, quer a referente ao sector eléctrico (Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro) quer a respeitante ao sector do gás natural (Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro).

Em 2007, e no domínio específico da protecção dos consumidores, salienta-se a publicação do Decreto-Lei n.º 100/2007, de 2 de Abril, o qual trouxe algumas alterações ao regime instituído para as cauções prestadas no âmbito do fornecimento de serviços públicos essenciais, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de Junho.

A particularidade deste regime reside, desde logo, no facto de, tratando-se de consumidores domésticos, a caução só poderá ser exigida nas situações de restabelecimento do fornecimento de um serviço essencial, como a electricidade ou o gás natural, na sequência de interrupção por incumprimento contratual imputável ao cliente. Em consequência, as cauções detidas pelos prestadores destes serviços como garantia contratual deveriam ser devolvidas aos consumidores.

Os processos de devolução de cauções que foram levados a cabo já em 2000 pelas entidades reguladoras correspondentes aos serviços abrangidos não conduziram, no entanto, à restituição da totalidade dos montantes adstritos às cauções. Pelo que, o Decreto-Lei n.º 100/2007 veio determinar uma reabertura do processo de restituição de cauções, criando um destino para as cauções que passado um certo prazo não venham a ser reclamadas pelos consumidores. Este destino é a Direcção Geral do Consumidor, organismo responsável por contribuir para a elaboração, definição e execução da política nacional de defesa do consumidor.

Nos termos do referido diploma, a ERSE aprovou as condições e o prazo para a elaboração das listas dos consumidores de electricidade e de gás natural a quem seria devida a restituição da caução, a partir das quais, devidamente publicitadas, os consumidores poderiam reclamar a devolução da caução, bem como os procedimentos a adoptar com vista ao depósito em conta à ordem da Direcção Geral do

Consumidor dos montantes das cauções não reclamadas. Para o efeito foi publicado o Despacho da ERSE n.º 18837/2007, de 22 de Agosto. Foram ainda desenvolvidas acções de divulgação pública periódica de informação sobre o decurso do processo, cuja conclusão deverá ocorrer até final do primeiro trimestre de 2008.

6.1.1 SECTOR ELÉCTRICO

A revisão regulamentar ocorrida em 2007 ao nível do sector eléctrico encerra algumas alterações com impactes em matéria de obrigações de serviço público. Neste sentido, o Regulamento Relações Comerciais revisto pelo Despacho da ERSE n.º 17744/2007, de 10 de Agosto, veio sobretudo acentuar e complementar aspectos dos relacionamentos comerciais emergentes do sector eléctrico, com contornos de serviço público. A este propósito refira-se a reprodução do elenco de obrigações de serviço público constante da legislação de 2006:

- A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.
- A garantia da universalidade da prestação do serviço.
- A garantia da ligação de todos os clientes às redes.
- A protecção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.
- A promoção da eficiência energética, a protecção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos.
- A convergência do Sistema Eléctrico Nacional, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A versão de 2007 do Regulamento de Relações Comerciais veio ainda conferir um maior relevo à questão da rotulagem de energia eléctrica, reforçando as obrigações previstas neste campo. Nestes termos, as facturas de electricidade ou outra documentação, que acompanhe ou não as facturas, emitidas por todos os comercializadores, devem especificar de forma clara e compreensível as seguintes informações:

- a) Contribuição de cada fonte de energia para o total de energia eléctrica adquirida no ano anterior.
- b) Os impactes ambientais dos fornecimentos de energia eléctrica efectuados no ano anterior, designadamente produção de resíduos radioactivos e emissões de CO₂, SO₂ e óxidos de azoto.
- c) As fontes de consulta em que se baseiam as informações divulgadas ao público sobre os impactes ambientais resultantes da produção de energia eléctrica comercializada no ano anterior.

Os elementos a facultar aos clientes devem incluir informação sobre as consequências ambientais da energia eléctrica por eles utilizada, ao nível da produção, pelo menos no que se refere às emissões de

CO₂ e aos resíduos radioactivos. Toda a informação disponibilizada deve ser enviada à ERSE até 31 de Março do ano seguinte, incluindo as datas e os meios usados para o efeito.

Por sua vez, recordando que no sector eléctrico, cumulativamente às obrigações de serviço público impendem sobre os operadores das redes e os comercializadores de último recurso obrigações de serviço universal, e que ao abrigo deste conceito, previamente à obrigação de fornecimento, existe uma obrigação de ligação às redes das instalações de todos os clientes que o solicitem, refere-se ainda o Despacho da ERSE n.º 12741/2007, de 21 de Junho, através do qual foram aprovadas as condições comerciais de ligação às redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica. As metodologias aprovadas pelo despacho identificado têm por base regras estabelecidas pelo Regulamento de Relações Comerciais, destacando-se as seguintes:

- São determinados comprimentos máximos para efeitos de construção de elementos de ligação para uso exclusivo, a partir dos quais os custos serão partilhados com os demais requisitantes à rede e consumidores de energia eléctrica.
- Os encargos com uma eventual expansão das redes em BT são recuperados pelo operador da rede ao nível das tarifas de uso das redes, não sendo suportados pelo requisitante no momento da ligação à rede.

Os dois aspectos acima descritos são aqui apontados como exemplo das alterações que promovem e facilitam o acesso à rede para efeitos de ligação e conseqüentemente para o fornecimento de energia eléctrica, reforçando a característica de universalidade que lhe é conferida.

As obrigações de serviço que recaem sobre os operadores das redes de electricidade e sobre os comercializadores de último recurso determinam que as interrupções do fornecimento e, em particular, as razões que lhes possam servir de fundamento sejam encaradas como acções de carácter excepcional e devidamente tipificadas, carecendo, na maioria dos casos, de serem precedidas de um pré-aviso justificativo enviado com uma determinada antecedência mínima.

A falta de pagamento das facturas de electricidade constitui um dos motivos que pode conduzir à interrupção do fornecimento, quando se trate de um cliente dos comercializadores de último recurso. No caso dos demais comercializadores, os quais assumem a responsabilidade dos seus clientes pelo pagamento dos encargos inerentes ao uso das redes, a falta de pagamento das facturas pode conduzir à cessação do contrato de fornecimento. Nesta última situação, a interrupção do fornecimento de energia eléctrica poderá ocorrer caso o cliente de um comercializador, após a cessação do contrato de fornecimento, não venha a celebrar um novo contrato, com outro comercializador, de último recurso ou não, depois de decorrido o prazo estabelecido para a mudança de comercializador.

Em 2007, para um universo de cerca de 6 milhões clientes, em Portugal continental foram registadas 343 975 interrupções do fornecimento de energia eléctrica por falta de pagamento das respectivas facturas dentro do prazo contratual. Uma vez regularizado o pagamento existe a obrigação de

restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, dentro dos prazos estabelecidos na regulamentação vigente.

6.1.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

Em 2007, tendo presente as obrigações de serviço público aplicáveis no sector do gás natural, avocam-se duas referências.

A primeira relaciona-se com a constituição das sociedades juridicamente separadas dos operadores das redes de distribuição a quem foram concedidas licença de comercialização de último recurso, o que veio a suceder no final de Junho e durante o mês de Julho de 2007. Esta separação jurídica de actividades fora determinada por legislação nacional publicada em 2006, com base na Directiva 2003/55/CE, sendo obrigatória para as empresas com um número de clientes igual ou superior a 100 000.

O segundo aspecto prende-se com a deliberação da ERSE que definiu os montantes máximos para cada operador de rede ou operador de infra-estruturas relativamente aos respectivos planos de promoção de desempenho ambiental. Estes planos pretendem incentivar o operador a implementar medidas, preferencialmente voluntárias, que melhorem o seu desempenho ambiental.

6.2 CONDIÇÕES GERAIS DOS CONTRATOS DE FORNECIMENTO

6.2.1 SECTOR ELÉCTRICO

Todos os comercializadores de energia eléctrica ficam sujeitos às regras constantes do Anexo A da Directiva 2003/54/CE sobre o conteúdo do contrato de fornecimento, que se encontra integralmente reproduzido na legislação e na regulamentação nacionais, as quais determinam, designadamente, que as condições contratuais devem ser equitativas e previamente conhecidas do consumidor antes da celebração ou confirmação do contrato e que devem ser redigidas em linguagem clara e compreensível. Os comercializadores devem igualmente informar directamente os seus clientes, de forma antecipada e fundamentada, de qualquer intenção de alterar as condições contratuais vigentes e de todos os direitos associados à alteração pretendida.

Em acréscimo, a regulamentação vigente no sector eléctrico prevê ainda a aprovação pelo regulador de um conjunto mínimo de informações que devem integrar as condições dos contratos de fornecimento celebrados com os comercializadores de último recurso, em substituição da aprovação das próprias condições gerais, conforme resultava da regulamentação anterior.

O conjunto mínimo das informações que devem integrar os contratos de fornecimento a celebrar no âmbito dos sistemas eléctricos regulados foi aprovado pela ERSE, na sequência de proposta

apresentada pelos comercializadores de último recurso e após consulta às associações de consumidores, tendo sido publicado o respectivo despacho já em 10 de Fevereiro de 2006, não se registando qualquer medida em alteração ou aditamento à situação existente.

6.2.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

No sector do gás natural, o Anexo A da Directiva 2003/55/CE prevê igualmente um conjunto de medidas para protecção dos consumidores, estabelecendo os elementos que devem estar especificados nos contratos de fornecimento de gás natural. O conteúdo do mencionado Anexo A encontra-se também reproduzido na legislação e na regulamentação nacionais mais recentes sobre o sector do gás natural.

No caso dos contratos a celebrar entre os comercializadores de último recurso retalhistas e os clientes cujo consumo anual de gás natural é inferior ou igual a 10 000 m³, a mesma regulamentação estabelece ainda a aprovação pelo regulador das condições contratuais gerais que devem integrar esses contratos de fornecimento. Esta medida mostrou-se mais consentânea com a fase actual do sector do gás natural em Portugal, estando prevista a abertura de mercado a este segmento de clientes apenas a partir de Janeiro de 2010.

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 foram aprovados pela ERSE em 2007, na sequência de proposta apresentada pelos comercializadores de último recurso e após consulta às associações de consumidores, o que se traduziu no Despacho n.º 14553/2007, de 6 de Julho.

6.3 DISPOSIÇÕES LEGISLATIVAS RELATIVAS ÀS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

ENERGIA ELÉCTRICA

Actualmente todos os consumidores são livres de escolher o fornecedor de electricidade. De igual modo prevê-se a existência de um comercializador de último recurso que aplica aos seus clientes as tarifas de Venda a Clientes Finais calculadas por adição das tarifas de Acesso às Redes, a pagar por todos os consumidores, com as tarifas de Comercialização e de Energia do comercializador de último recurso. Estas duas últimas tarifas são calculadas por forma a recuperarem por um lado os custos de comercialização do comercializador de último recurso e, por outro lado, os custos de aquisição de energia no mercado para abastecimento dos seus clientes.

A ERSE estabelece e publica, anualmente, até 15 de Dezembro, as tarifas de Venda a Clientes Finais a pagar pelos clientes dos comercializadores de último recurso, assim como as tarifas de Acesso às Redes a pagar por todos os clientes. A determinação das tarifas anuais segue o princípio da aditividade tarifária

assegurando-se, por esta via, que todos os clientes pagam o mesmo pelo acesso às redes independentemente do seu relacionamento comercial. Os pagamentos pelo acesso às redes só serão diferenciados para diferentes características eléctricas associadas ao consumo da energia eléctrica ou à utilização das redes.

No que respeita às tarifas de Venda a Clientes Finais em BT dos comercializadores de último recurso, este mecanismo aditivo de determinação das tarifas, cujos procedimentos de cálculo estão descritos no Regulamento Tarifário da responsabilidade da ERSE, encontrava-se, até ao final do ano de 2006, sujeito a uma limitação de variação anual imposta por lei, que, de acordo com o estipulado no Decreto Lei n.º 187/95, de 27 de Julho. Em cada ano, não podia registar aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio revogar esta disposição com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2007.

A 18 de Dezembro de 2006 foi publicado o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, que aprovou os mecanismos respeitantes à recuperação dos montantes relativos aos défices tarifários e aos ajustamentos tarifários e determinou a limitação do acréscimo das tarifas reguladas em BTN para 2007.

Este Decreto-Lei determina que “A título transitório, as tarifas a fixar para o ano de 2007, aplicáveis aos consumidores em baixa tensão normal, não podem sofrer um aumento superior a 6%, relativamente às tarifas que vigoram no ano 2006” e que o défice tarifário que resulte da aplicação das tarifas de venda a clientes finais nos anos de 2006 e 2007, acrescido dos respectivos encargos financeiros, seja repercutido na tarifa de Uso Global do Sistema relativa à baixa tensão e seja recuperado em prestações constantes durante 10 anos, a partir de 1 de Janeiro de 2008. Nestas circunstâncias a limitação de preços aplicada na BT em 2006 e na BTN em 2007 originou um défice tarifário que será pago durante os próximos 10 anos, através de uma renda de prestações constantes, por estes mesmos fornecimentos, assegurando-se a inexistência de subsidiação cruzadas entre clientes de níveis de tensão ou tipo de fornecimento diferentes.

Importa referir que a partir de 1 de Janeiro de 2008 não estão previstas quaisquer limitações aos preços das tarifas.

Com vista a adaptar a regulamentação do sector eléctrico ao novo quadro legal, nomeadamente ao Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, e ao desafio de criação do MIBEL, a ERSE lançou uma revisão regulamentar que se concluiu no mês de Junho de 2007 com a aprovação da revisão dos regulamentos do sector eléctrico (Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto), incluindo o Regulamento Tarifário. As disposições estabelecidas no Regulamento Tarifário aprofundam, por um lado, a regulação das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica e por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Electricidade, no quadro da legislação em vigor anteriormente referida.

No ano de 2007 verificaram-se, ainda, as seguintes principais alterações legislativas:

- O Decreto-Lei n.º 199/2007, 18 de Maio, que alterou o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que procedeu à definição das condições da cessação dos CAE e à criação de medidas compensatórias relativamente à posição de cada parte contratante naqueles contratos (CMEC).
- A Portaria n.º 782/2007, de 19 de Julho, que reconheceu a entidade gestora dos mercados diários e intradiário do MIBEL e estabeleceu as regras especiais ou obrigações de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso.
- O Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que aprovou o novo regime de utilização dos recursos hídricos. Este diploma estabeleceu regras específicas sobre a regularização da atribuição dos títulos de utilização dos recursos hídricos às empresas titulares dos centros electroprodutores bem como sobre os pagamentos destas a título de transmissão dos direitos de utilização da entidade concessionária da RNT para as empresas titulares dos centros electroprodutores. Parte do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico afecto aos centros hidroeléctricos foi destinado à amortização dos défices tarifários relativos aos anos de 2006 e 2007, cujos mecanismos de recuperação nas tarifas são estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.
- O Despacho do Ministro da Economia e da Inovação relativo à amortização dos défices tarifários relativos aos anos de 2006 e 2007.

O Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, determinou a revisão extraordinária das tarifas de energia eléctrica em 2007, na sequência do início do mercado organizado a 1 de Julho de 2007. Assim, em Agosto de 2007, a ERSE publicou novas tarifas para o período de Setembro a Dezembro de 2007, as quais implementam as principais alterações regulamentares e legislativas até à data.

GÁS NATURAL

Até 2006, o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha de outro fornecedor. As tarifas de venda de gás natural para clientes domésticos (até 10 000 m³(n)/ano) eram homologadas pelo Ministério da Economia e da Inovação. Acima do consumo de 10 000 m³(n)/ano, as tarifas eram negociadas entre os detentores das concessões ou das licenças e os respectivos clientes.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no desenvolvimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, veio alterar esta situação ao estabelecer a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis, incluindo as bases das concessões.

Este mesmo Decreto-Lei estabeleceu as disposições relativas à abertura de mercado, atribuindo o direito de escolha de fornecedor, (i) aos produtores de energia eléctrica em regime ordinário a partir de 1 de Janeiro de 2007, (ii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais, a partir de 1 de Janeiro de 2008, (iii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 10 000 metros cúbicos normais a partir de 1 de Janeiro de 2009 e (iv) por fim, aos demais clientes a partir de 1 de Janeiro de 2010.

De acordo com a legislação publicada, o ano de 2007 marcou o início do estabelecimento de tarifas por actividade regulada pela ERSE no sector do gás natural.

No primeiro ano gás, 2007-2008, a regulação da ERSE abrangeu 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.

Durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais continuaram a ser homologados pelo Ministério da Economia e da Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas. No primeiro semestre de 2008 esta homologação passa a ser da responsabilidade da ERSE.

No ano gás, 2008-2009, a ERSE alargará a regulação às actividades de Distribuição de Gás Natural, Comercialização de Gás Natural e Compra e Venda de Gás Natural, fixando as tarifas de Venda a Clientes Finais.