

**RELATÓRIO ANUAL
PARA A
COMISSÃO EUROPEIA**

Julho 2006

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 | 5 |
| | SIGLAS | 7 |
| 2 | SUMÁRIO/PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS DO ÚLTIMO ANO | 9 |
| 2.1 | Conselho de Administração | 9 |
| 2.2 | Conselho Consultivo e Conselho Tarifário | 9 |
| 2.3 | Principais objectivos estatutários | 10 |
| 2.4 | Competências | 11 |
| 2.4.1 | Regulamentos | 11 |
| 2.4.2 | Tarifas e preços..... | 12 |
| 2.4.3 | Concessões e licenças de serviço público..... | 12 |
| 2.4.4 | Fiscalização e sanções | 13 |
| 2.4.5 | Inquéritos e auditorias | 14 |
| 2.4.6 | Resolução de conflitos e arbitragem voluntária | 14 |
| 2.5 | Independência e responsabilização | 15 |
| 2.5.1 | Independência..... | 15 |
| 2.5.2 | Responsabilização | 15 |
| 2.6 | Principais desenvolvimentos no sector eléctrico e no sector do gás natural | 16 |
| 2.6.1 | Sector eléctrico..... | 17 |
| 2.6.2 | Sector do gás natural | 22 |
| 2.7 | Principais matérias tratadas pela ERSE..... | 25 |
| 3 | REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA..... | 33 |
| 3.1 | Matérias de regulação | 33 |
| 3.1.1 | Geral..... | 33 |
| 3.1.2 | Mecanismos de resolução dos congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações | 37 |
| 3.1.3 | Regulação das empresas de redes de transporte e distribuição..... | 44 |
| 3.1.3.1 | Operadores de redes em Portugal continental e nas Regiões Autónomas | 44 |
| 3.1.3.2 | Tarifas de rede..... | 45 |
| 3.1.3.3 | Qualidade de serviço | 59 |
| 3.1.3.4 | Ligação às redes | 69 |
| 3.1.3.5 | Compensação..... | 71 |
| 3.1.4 | Separação dos operadores das redes | 73 |

| | | |
|------------|---|------------|
| 3.1.4.1 | Portugal continental..... | 73 |
| 3.1.4.2 | Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira..... | 79 |
| 3.2 | Concorrência | 80 |
| 3.2.1 | Caracterização do mercado grossista..... | 80 |
| 3.2.2 | Caracterização do mercado de venda a clientes finais | 91 |
| 3.2.3 | Medidas destinadas a promover a concorrência | 105 |
| 3.2.4 | Operações de concentração | 108 |
| 4 | REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL | 113 |
| 4.1 | Matérias de regulação..... | 113 |
| 4.1.1 | Geral..... | 113 |
| 4.1.2 | Mecanismos de resolução dos congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações | 115 |
| 4.1.3 | Qualidade de serviço..... | 115 |
| 4.1.4 | Tarifas de uso de rede | 118 |
| 4.1.5 | Balanço..... | 118 |
| 4.1.6 | Acesso ao armazenamento, <i>linepack</i> e outros serviços de sistema | 118 |
| 4.1.7 | Separação dos operadores de redes..... | 118 |
| 4.2 | Concorrência | 119 |
| 4.2.1 | Caracterização do mercado grossista..... | 119 |
| 4.2.2 | Caracterização do mercado de venda a clientes finais | 121 |
| 4.2.3 | Operações de concentração | 124 |
| 5 | SEGURANÇA DE FORNECIMENTO | 127 |
| 5.1 | Electricidade..... | 127 |
| 5.1.1 | Breve caracterização de 2005..... | 127 |
| 5.1.2 | Investimentos na produção | 132 |
| 5.1.3 | Planeamento da RNT e investimentos nas interligações | 132 |
| 5.1.4 | Novos investimentos na produção | 134 |
| 5.2 | Gás..... | 135 |
| 5.2.1 | Contratos de aquisição de gás natural..... | 135 |
| 5.2.2 | Contratos de transporte entre Transgás, S.A. e as Gasodutos Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. e Braga-Tuy, S.A. | 137 |
| 5.2.2.1 | Contrato de transporte entre a Transgás, S.A. e a Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A..... | 138 |
| 5.2.2.2 | Contrato de transporte entre a Transgás, S.A. e a Gasoduto Braga-Tuy, S.A. | 140 |
| 5.2.3 | Breve caracterização de 2005..... | 142 |
| 6 | SERVIÇO PÚBLICO | 147 |
| 6.1 | Obrigações de serviço público | 147 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 6.1.1 | Sector eléctrico..... | 147 |
| 6.1.2 | Sector do gás natural | 149 |
| 6.2 | Tarifas de Venda a Clientes Finais com variações limitadas por lei | 151 |
| 6.3 | Condições gerais dos contratos de fornecimento | 152 |
| 6.3.1 | Sector eléctrico..... | 152 |
| 6.3.2 | Sector do gás natural | 153 |

1 NOTA DE ABERTURA

Os últimos meses foram caracterizados pela revisão da política energética do Governo (Outubro de 2005), pela definição do novo enquadramento legislativo dos sectores da electricidade, do gás natural e do petróleo (Fevereiro de 2006), pela entrada em vigor do Acordo para o funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) celebrado em Outubro de 2004 e pelo início da reestruturação empresarial do sector do gás natural, nomeadamente no que diz respeito à separação, em termos de propriedade, dos activos regulados de gás natural.

A liberalização do sector eléctrico, ao nível do retalho, atingiu em 2005 22% do consumo, tendo vindo a registar um movimento de contracção desde os últimos meses desse ano. Esta inversão de tendência deve-se, por um lado, à limitada capacidade não vinculada em Portugal (11% do consumo) e, por outro lado, à alta dos preços grossistas registada no mercado espanhol (que passou de 50% para 90% do preço grossista em Portugal).

Apesar de legislação de Dezembro de 2004 prever a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia que vinculam os produtores do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), estes contratos continuam integralmente em vigor, cobrindo 62% do consumo.

O sector do gás natural continua a funcionar em regime de monopólio, estando o início da liberalização previsto para 2007.

Em termos de regulamentação, registou-se a revisão dos regulamentos do sector eléctrico, operada em Agosto de 2005, e a elaboração dos regulamentos do sector do gás natural, cuja conclusão se prevê para Setembro de 2006.

As restrições político-administrativas que impediram a contratação de novos colaboradores ao longo dos últimos quatro anos foram removidas em Janeiro de 2006, estando a decorrer o processo de contratação.

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) continua a participar activamente na construção do mercado interno de energia, nomeadamente através da colaboração no seio do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER) e do Grupo Europeu de Reguladores da Electricidade e do Gás (ERGEG), assim como na construção do MIBEL, integrando o recém-criado Conselho de Reguladores.

Jorge Vasconcelos

SIGLAS

- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- 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.
- CENELEC – Comité Europeu de Normalização Electrotécnica.
- CR – Actividade de Comercialização de Redes.
- CUR – Comercializador de Último Recurso.
- DGGE – Direcção-Geral de Geologia e Energia.
- 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).
- OMIE – Operador do Mercado Ibérico Espanhol.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico Português.
- ORD – Operador da Rede de Distribuição.
- ORT – Operador da Rede de Transporte.
- PRE – Produção em Regime Especial.
- RMC – Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos.
- RNT – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

- RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço.
- SEN – Sistema Eléctrico Nacional.
- SENV – Sistema Eléctrico não Vinculado.
- SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público.
- TGCC – turbinas a gás de ciclo combinado.
- TGCS – turbinas a gás de ciclo simples.

2 SUMÁRIO/PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS DO ÚLTIMO ANO

2.1 CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração 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.

2.2 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.

Os pareceres do Conselho Consultivo não são vinculativos, sendo publicitados pela ERSE e disponibilizados para consulta no seu *website*.

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 (Instituto do Consumidor, Direcção-Geral de Geologia e Energia, Instituto do Ambiente), da Autoridade da Concorrência, dos consumidores e das empresas reguladas.

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

- A aprovação e revisão dos regulamentos tarifários.
- A fixação de tarifas e preços.

Os pareceres do Conselho Tarifário não são vinculativos, sendo publicitados pela ERSE e disponibilizados para consulta no seu *website*, devendo no entanto a ERSE justificar quando não seguir as orientações do Conselho Tarifário, em documento tornado público.

O Conselho Tarifário é constituído por 17 membros, representantes do Instituto do Consumidor, dos Municípios, dos consumidores e das empresas reguladas.

2.3 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.

2.4 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.

2.4.1 REGULAMENTOS

A publicação dos regulamentos é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Consultivo ou do Conselho Tarifário.

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

- Tarifário.
- Relações Comerciais.
- Despacho.
- Acesso às Redes e às Interligações.

Cabe ainda à ERSE apresentar à Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE) 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.

Em termos de abertura de mercado, coube à ERSE, antes da elegibilidade dos clientes de baixa tensão, operada legislativamente em 2004, definir as regras de acesso ao SENV (i.e., os critérios de elegibilidade).

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

- Relações Comerciais.
- Tarifário.
- Qualidade do Serviço.
- Acesso às Redes, às Interligações e às Instalações de Armazenamento.
- Operação de Infraestruturas.

A aprovação deste último regulamento tem por base uma proposta elaborada pela entidade concessionária do transporte de gás natural.

2.4.2 TARIFAS E PREÇOS

No âmbito do **sector eléctrico**, a ERSE estabelece periodicamente, nos termos do Regulamento Tarifário, os valores das tarifas e dos preços a aplicar. A publicação das tarifas e preços no jornal oficial (Diário da República) é precedida de parecer do Conselho Tarifário, dos comentários de entidades administrativas e das empresas reguladas.

Nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, a ERSE é a entidade responsável pela aprovação do Regulamento Tarifário do sector do gás natural. A proposta da ERSE para o Regulamento Tarifário foi colocada a discussão pública no final de Junho de 2006, prevendo-se a sua aprovação no início de Setembro. Este regulamento estabelecerá os critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de gás natural, a definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, bem como os procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação.

Com a aprovação do Regulamento Tarifário, a ERSE passará a exercer as competências tarifárias que lhe foram conferidas pelos seus Estatutos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 96/2002, cujo exercício, por força do artigo 6.º deste diploma, se mantinham atribuídas ao Governo e à DGGE.

2.4.3 CONCESSÕES E LICENÇAS DE SERVIÇO PÚBLICO

No que respeita ao **gás natural**, compete à ERSE dar parecer ao Governo, prévio à competente decisão governamental, sobre:

- A atribuição de novas concessões e as minutas dos cadernos de encargos e dos respectivos contratos de concessão.
- A autorização de cessão, alienação ou oneração das concessões.
- A rescisão dos contratos de concessão, bem como o eventual sequestro ou resgate da concessão.
- O estabelecimento anual do valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil das concessionárias.
- A autorização às concessionárias para alterar o destino do fundo de reconversão e manutenção das infra-estruturas.
- A atribuição de licenças de serviço público de redes locais autónomas.

No âmbito do **sector eléctrico**, a ERSE dá parecer sobre a atribuição de concessões.

2.4.4 FISCALIZAÇÃO E SANÇÕES

No âmbito da protecção do consumidor, a ERSE deve regularmente inspeccionar os registos das queixas e reclamações dos consumidores apresentadas às entidades concessionárias ou licenciadas. A ERSE também pode ordenar a investigação das queixas ou reclamações dos consumidores que lhe sejam apresentadas ou que sejam apresentadas às entidades concessionárias ou licenciadas, desde que se integrem no âmbito das suas competências. Pode ainda recomendar às 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.

Relativamente aos poderes sancionatórios, a ERSE pode processar contra-ordenações e aplicar coimas e sanções acessórias nas seguintes situações (em matéria de produção, transporte e distribuição):

- Inobservância das regras do relacionamento comercial aplicáveis à actividade.
- O não envio à ERSE da informação requerida no âmbito da sua competência.
- Não permitir ou dificultar o acesso da fiscalização das entidades competentes às instalações ou aos documentos respeitantes ao exercício da actividade.
- A aplicação a clientes de tarifas ou de preços que não tenham sido aprovados.
- A inobservância das regras de ligação, de utilização e de exploração das redes.
- Inobservância das decisões do despacho.

No âmbito destes processos, o montante máximo de coima que a ERSE pode aplicar é de 30 000 euros.

No âmbito do sector do gás natural, a ERSE tem competências sancionatórias, mas não está ainda definido o regime de contra-ordenações e das coimas a aplicar.

A ERSE pode propor ao órgão competente rescisão do contrato de concessão ou a revogação da licença sempre que do julgamento de um processo de contra-ordenação da sua competência entenda haver lugar para aplicação dessa sanção.

A ERSE participará às autoridades competentes outras infracções, cujo sancionamento não seja da sua competência, de que tome conhecimento no desempenho das suas funções.

2.4.5 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.

2.4.6 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 seu Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos (RMC). Este regulamento estabelece as regras aplicáveis aos procedimentos de mediação e conciliação de conflitos de natureza comercial e contratual emergentes do relacionamento entre os operadores nos sectores eléctrico e do gás natural e entre estes e os respectivos consumidores.

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.

2.5 INDEPENDÊNCIA E RESPONSABILIZAÇÃO

2.5.1 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.

Assim, e sem prejuízo da sua independência orgânica e funcional, 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 relatório de actividades e as contas.
- O regulamento dos serviços.
- O regulamento de recrutamento de pessoal e a tabela das respectivas remunerações.

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

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.

2.5.2 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 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.

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

Em 2005, foi estabelecida a nova estratégia nacional para a energia, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro (que revoga as Resoluções do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril e n.º 68/2003, de 10 de Maio). Assim, o Governo estabeleceu como objectivos da política energética nacional:

- Garantir a segurança de abastecimento de energia, através da diversificação de recursos primários e da promoção da eficiência energética.
- Estimular e favorecer a concorrência, de forma a promover a defesa dos consumidores e a competitividade e eficiência das empresas.
- Garantir a adequação ambiental do processo energético.

Para prosseguir estes objectivos, foram estabelecidas as seguintes linhas de orientação:

- Liberalização dos mercados da electricidade, do gás natural e dos combustíveis, a prosseguir, nomeadamente, através da adopção:
 - De leis de bases para a electricidade, para o gás natural e para o petróleo, bem como de legislação complementar.
 - Da antecipação da liberalização do mercado do gás natural.
 - Da operacionalização do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

- Da reorganização da estrutura empresarial do sector da energia.
- Enquadramento estrutural da concorrência nos sectores da electricidade e do gás natural, nomeadamente através:
 - Da promoção da constituição de uma empresa detentora das redes de transporte de electricidade e de gás natural, bem como das instalações de armazenamento e do terminal de gás liquefeito, assegurando a separação jurídica dos operadores.
 - Do reforço das energias renováveis.
 - Da promoção da eficiência energética.
 - Do aprovisionamento público «energeticamente eficiente e ambientalmente relevante».
 - Da reorganização da fiscalidade e dos sistemas de incentivos do sistema energético, nomeadamente através da criação da taxa de carbono.
 - Da prospectiva e inovação em energia.
 - Da comunicação, sensibilização e avaliação da estratégia nacional para a energia.

2.6.1 SECTOR ELÉCTRICO

LEGISLAÇÃO NACIONAL

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as bases e os princípios da organização e do funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), revogando o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, bem como as revisões introduzidas pelos Decretos-Lei n.ºs 184/2003, 185/2003, ambos de 20 de Agosto, 36/2003, de 26 de Fevereiro, 192/2004, de 17 de Agosto e 240/2004, de 27 de Dezembro.

Em Fevereiro de 2004 foi alargado o conceito de elegibilidade a todos os consumidores de energia eléctrica, com excepção dos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN), através do Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro. Em Agosto desse mesmo ano, o Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, veio estabelecer as disposições aplicáveis à extensão da elegibilidade aos consumidores de energia eléctrica em BTN. Na sequência da publicação destes diplomas o sector eléctrico encontra-se totalmente liberalizado.

No seguimento da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro, que estabeleceu os princípios gerais relativos:

- À organização e funcionamento do SEN.
- À organização dos mercados de electricidade.
- Ao exercício das actividades de:

- Produção.
- Transporte.
- Distribuição.
- Comercialização.

Este Decreto-Lei inicia a transposição para a ordem jurídica interna dos princípios da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, revogando a Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro, vem concretizar a orientação estratégica da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, com o objectivo de incrementar um mercado livre e concorrencial. Agora, as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença.

O transporte e a distribuição são exercidos mediante a atribuição de concessões de serviço público. A actividade de transporte está jurídica e patrimonialmente separada das demais actividades desenvolvidas no âmbito do SEN. A distribuição está juridicamente separada da actividade do transporte e das demais actividades não relacionadas com a distribuição. No entanto, esta separação não é obrigatória quando os distribuidores em baixa tensão (BT) abasteçam menos de 100 mil clientes.

Os comercializadores podem livremente comprar e vender electricidade. Nesse sentido, têm direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem livremente escolher o seu fornecedor, não sendo a mudança onerada, do ponto de vista contratual. De forma a simplificar e efectivar a mudança de comercializador, é criada a figura de operador logístico de mudança de comercializador.

Está também consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador de último recurso, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade do serviço. Este comercializador de último recurso irá actuar enquanto o mercado liberalizado não estiver a funcionar com plena eficácia e eficiência. Assim esta função foi atribuída, provisoriamente, aos distribuidores de electricidade, pelo prazo de duração da sua concessão.

Neste contexto, as actividades de transporte, distribuição, comercialização de último recurso e operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação exercida pela ERSE, sem prejuízo das competências de outras entidades administrativas. Neste âmbito, cabe à ERSE elaborar, periodicamente, um relatório sobre o funcionamento do sector, a entregar ao Governo, que posteriormente o enviará à Assembleia da República e à Comissão Europeia.

A monitorização da segurança de abastecimento é da competência da Direcção-Geral de Geologia e Energia, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte.

Este diploma remete para legislação complementar o desenvolvimento dos princípios aplicáveis às actividades nele previstas, bem como os respectivos procedimentos. Prevê também um conjunto de regulamentos aplicáveis às mesmas actividades, dos quais se destacam os regulamentos que a seguir se listam, e cuja aprovação e aplicação são competência da ERSE:

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

De acordo com o comunicado do Conselho de Ministros de 8 de Junho de 2006 foi aprovado o Decreto-Lei que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade.

Este Decreto-Lei estabelece, em especial, os procedimentos para atribuição das licenças para produção em regime ordinário e para a comercialização de electricidade, bem como para a atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) e das concessões de distribuição de electricidade em Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT).

Este diploma, que completa a transposição para a ordem jurídica interna de uma directiva que estabelece regras comuns para o Mercado Interno da Electricidade, vem ainda operar uma simplificação administrativa no procedimento de licenciamento da actividade de produção de electricidade em regime ordinário.

No âmbito das actividades de transporte e distribuição (em AT, MT e BT), o diploma estabelece o regime da sua exploração e os procedimentos de formação dos respectivos contratos de concessão, incluindo das concessões municipais (BT), e procede à regulamentação das soluções de direito transitório.

É estabelecido o procedimento de atribuição da licença de comercialização e a disciplina desta actividade, ao mesmo tempo que regulamenta o exercício da actividade de comercializador de último recurso, destinado a assegurar o serviço universal.

Nos anexos ao diploma, são estabelecidas as novas bases da concessão da RNT, bem como da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em Alta e Média Tensão (RND) e das redes de distribuição de electricidade em Baixa Tensão (BT).

Importa ainda referir a publicação do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Março, que estabeleceu novas regras sobre a alocação do diferencial entre os custos de energia eléctrica da produção em regime

ordinário e os custos fixados administrativamente da energia eléctrica produzida a partir de fontes renováveis.

Em cumprimento do Decreto-Lei n.º 90/2006, a ERSE desencadeou um processo de revisão do Regulamento Tarifário, por forma a contemplar a aplicação e execução das novas regras. Para o efeito, a ERSE elaborou uma proposta de revisão deste regulamento, que foi submetida a consulta pública nos termos previstos nos seus Estatutos. Esta revisão regulamentar obrigou igualmente à revisão excepcional das tarifas, tendo sido aprovadas novas tarifas para vigorarem no segundo semestre de 2006, aplicáveis aos clientes em MAT, AT, MT e BTE.

MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDADE

Em Novembro de 2001, os Governos de Portugal e de Espanha assinaram um protocolo para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade – MIBEL, agendado para ter início em Janeiro de 2003. Como determinado pelo referido protocolo, a ERSE e a autoridade reguladora de Espanha (CNE) apresentaram, no final de Março de 2002, um modelo de organização do MIBEL.

O protocolo de Novembro de 2001 estabeleceu também um calendário de desenvolvimento das interligações entre as redes eléctricas de ambos os países, incluindo a construção de uma nova linha de 400 kV entre Alqueva (Portugal) e Balboa (Espanha), uma nova linha ou reforço da existente entre o Douro Internacional (Portugal) e Aldeadavila (Espanha) e outra linha de 400 kV entre o Alto-Lindoso (Portugal) e Cartelle (Espanha). As linhas Alqueva-Balboa e Alto-Lindoso-Cartelle entraram em exploração em 2004.

Sucessivas mudanças de Governo em Portugal e em Espanha atrasaram a concretização do MIBEL.

Em 20 de Janeiro de 2004 foi assinado pelos Governos de Portugal e de Espanha, em Lisboa, um Acordo para a Constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (MIBEL). Este Acordo foi aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004, de 15 de Abril, e ratificado através do Decreto do Presidente da República n.º 19-B/2004, de 19 de Abril. No entanto, este Acordo, que previa o início do funcionamento do MIBEL em 20 de Abril de 2004, não chegou a ser aplicado.

Em 1 de Outubro de 2004, em Santiago de Compostela, os Governos de Portugal e de Espanha celebraram um novo Acordo para a constituição do MIBEL. Este novo Acordo estabelece que o MIBEL iniciará o seu funcionamento antes de 30 de Junho de 2005, o que não se veio a verificar.

No âmbito deste novo Acordo, as partes comprometem-se a desenvolver, de forma coordenada, legislação interna que permita o funcionamento do MIBEL. O Acordo prevê o alargamento das funções do Conselho de Reguladores a criar, integrado por representantes da ERSE, da Comissão Nacional de Energia (CNE), da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e da Comissão Nacional de Valores Mobiliários (CNVM), que para além das competências de instrução de processos relativos às

infracções previstas no Acordo e de resolução extrajudicial de conflitos relativos à gestão económica e à gestão técnica do sistema, passa a integrar também o acompanhamento da aplicação e desenvolvimento do MIBEL, a emissão de pareceres sobre propostas de regulamentação do funcionamento do MIBEL e sobre os regulamentos propostos pelas sociedades gestoras dos mercados que se constituam.

A supervisão dos mercados definidos no âmbito do MIBEL deverá ser realizada pelas entidades de supervisão de Portugal ou de Espanha, segundo o país em que os mercados se constituam, de acordo com a respectiva legislação para esta matéria. Serão entidades de supervisão do MIBEL, por parte de Portugal, a ERSE e a Comissão de Mercados de Valores Mobiliários (CMVM) e, por parte de Espanha, a Comissão Nacional de Energia (CNE) e a Comissão Nacional do Mercado de Valores Mobiliários (CNMV).

A 18 e 19 de Novembro de 2005 realizou-se em Évora a XXI Cimeira Luso-Espanhola. De acordo com as resoluções da Cimeira ficou acordada a criação imediata do Conselho de Reguladores, nos termos definidos no artigo 11 do mesmo Acordo de Santiago e foram estabelecidas como tarefas prioritárias:

- A emissão de parecer sobre as propostas de regras de mercado do OMIP/OMIClear até 15 de Março de 2006.
- A proposta conjunta de mecanismo de gestão das interligações até 15 de Março de 2006.
- A proposta conjunta de harmonização dos mecanismos de garantia de potência até 1 de Novembro de 2006.
- O reconhecimento do OMIClear como parte integrante da entidade gestora do mercado a prazo, OMIP, nos termos do artigo 40, número 2 do Acordo de Santiago.
- A publicação, em cada país, até 1 de Maio de 2006, para entrar em vigor em 1 de Julho de 2006, de um dispositivo legal que estabeleça as condições e a obrigação de aquisição de energia pelos distribuidores ou comercializadores regulados de cada país no OMIP/OMIClear, que será, durante 2006, pelo menos 5% da energia vendida a clientes regulados desde 1 de Julho de 2006.
- O lançamento do OMIP/OMIClear em 1 de Julho de 2006.
- A elaboração de um programa de convergência regulatória, que estabeleça um calendário de harmonização das regulações de cada país, de acordo com a legislação europeia e com o princípio da simetria de abertura dos mercados nacionais, a apresentar à próxima Cimeira Luso-Espanhola.

Na sequência das resoluções da Cimeira de Évora, os representantes dos reguladores relevantes reuniram em Lisboa, em 24 de Janeiro de 2006, e formalizaram a constituição do Conselho de Reguladores. A 15 de Março de 2006 o Conselho de Reguladores adoptou os seguintes documentos:

- Proposta de regras do OMIP/OMIClear.

- Proposta conjunta de mecanismo de gestão de interligações entre Portugal e Espanha.

Finalmente, a 16 de Maio o Conselho de Reguladores aprovou o parecer final relativo às regras de funcionamento do mercado a prazo e da câmara de compensação, completando-se assim o mandato conferido ao Conselho de Reguladores para avaliação e parecer sobre algumas condições necessárias ao arranque efectivo do MIBEL, nomeadamente no que respeita à gestão das interligações e ao funcionamento do mercado a prazo.

No dia 1 de Julho de 2006 o mercado de produtos derivados de energia eléctrica, OMIP, iniciou funções.

A não existência de um mercado diário organizado comum não tem impedido a actuação dos agentes portugueses no mercado organizado (diário e intra-diário) espanhol nem a actuação de todos os principais agentes espanhóis no mercado português, assistindo-se a um aumento significativo dos fluxos transfronteiriços: em 2005, as importações de Espanha representaram 14% do consumo português.

2.6.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

LEGISLAÇÃO NACIONAL

No seguimento da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro que estabelece a nova estratégia nacional para a energia (e que revoga as Resoluções do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril e n.º 68/2003, de 10 de Maio), foi aprovado o 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).
- À organização dos mercados de gás natural.
- Ao exercício das actividades de:
 - Recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural.
 - Armazenamento subterrâneo de gás natural.
 - Transporte.
 - Distribuição.
 - Comercialização.

Este Decreto-Lei inicia a transposição para a ordem jurídica nacional da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Directiva n.º 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de Junho e revoga os Decretos-Lei n.ºs 14/2001, de 27 de Janeiro, e 374/89, na redacção que lhe foi

dada pelo Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro, que manterão a sua vigência nas matérias que não forem incompatíveis com o presente decreto-lei até à entrada em vigor da legislação complementar.

A organização do SNGN assenta na exploração da rede pública de gás natural, constituída pela:

- Rede Nacional de Transporte.
- Instalações de Armazenamento e Terminais.
- Rede Nacional de Distribuição de gás natural.

A exploração destas infra-estruturas processa-se através de concessões de serviço público, ou, no caso das redes locais autónomas de distribuição, através de licenças de serviço público.

O transporte de gás natural, é exercido através de uma única concessão de serviço público de exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural. Esta actividade é jurídica e patrimonialmente separada das restantes actividades, no âmbito do SNGN.

A distribuição é desempenhada através de:

- Concessões, exercidas em exclusivo e em regime de serviço público.
- Licenças de distribuição em redes locais autónomas, em exclusivo e em regime de serviço público.
- Licenças de distribuição para utilização privativa de gás natural (fora da rede).

A distribuição é juridicamente separada da actividade de transporte, bem como das demais actividades não relacionadas com a distribuição. No entanto, esta separação não é obrigatória quando os distribuidores abasteçam um número de clientes inferior a 100 mil.

A comercialização de gás natural é livre, ainda que sujeita à atribuição de uma licença. Os comercializadores terão direito de acesso, mediante o pagamento de uma tarifa regulada, às seguintes infra-estruturas:

- Instalações de armazenamento e terminais de GNL.
- Redes de transporte.
- Redes de distribuição.

No entanto, a comercialização de gás natural ficará sujeita ao regime transitório estabelecido para a abertura gradual do mercado, tendo em consideração o estatuto de mercado emergente e da derrogação que lhe está associada.

Deste modo, os consumidores poderão, de forma gradual, de acordo com o calendário de elegibilidade, escolher livremente o seu comercializador, não sendo a mudança onerada, do ponto de vista contratual.

De forma a simplificar e efectivar a mudança de comercializador, é criado o operador logístico de mudança de comercializador.

Está também consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador de último recurso, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de gás natural aos consumidores que não optem pela mudança de comercializador, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade do serviço. Este comercializador de último recurso irá actuar enquanto o mercado liberalizado não estiver a funcionar com plena eficácia e eficiência. Assim esta função foi atribuída, provisoriamente, às actuais concessionárias, pelo prazo de duração da sua concessão.

As actividades integradas na rede pública de gás natural, a comercialização de último recurso e a operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação exercida pela ERSE, sem prejuízo das competências de outras entidades administrativas. Neste âmbito, cabe à ERSE elaborar, periodicamente, um relatório sobre o funcionamento do sector, a entregar ao Governo, que posteriormente o enviará à Assembleia da República e à Comissão Europeia.

A monitorização da segurança de abastecimento é da competência do Governo, sendo atribuída à Direcção-Geral de Geologia e Energia, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte de gás natural.

O Conselho de Ministros de 22 de Junho, na execução da Estratégia Nacional para a Energia, aprovou um diploma relativo ao sector do gás, que regulamenta desde o transporte à comercialização de gás natural e o respectivo mercado, estabelecendo também o calendário da liberalização (entre Janeiro de 2007 para os produtores de electricidade em regime ordinário e Janeiro de 2010 para todos os clientes). Este diploma não foi ainda publicado no Diário da República, aplicando-se, transitoriamente, até à data da sua entrada em vigor, as bases das concessões aprovadas pela legislação revogada pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, naquilo que não for incompatível com este diploma.

EVOLUÇÃO DO SECTOR

A 22 de Junho foi também aprovada a RCM n.º 85/2006, que autoriza a REN – Rede Eléctrica Nacional, S. A. a proceder à sua modificação como sociedade concessionária da rede nacional de transporte de energia eléctrica (RNT) e a constituir novas sociedades, cujos objectos visem assegurar o exercício das concessões do serviço público, respectivamente, de transporte de gás natural em alta pressão, de armazenamento subterrâneo de gás natural e de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.

As sociedades a criar pela REN são as seguintes:

- A Gasodutos, S. A., a REN - Armazenagem, S. A., e a REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.

- A REN, Gás, S. A., que será a sociedade de gestão e coordenação das actividades do sector do gás natural, à qual ficará atribuída a titularidade do capital das concessionárias anteriormente referidas.
- A REN - Rede Eléctrica Nacional, S. A., por cisão ou destaque dos activos respeitantes à concessão da RNT, que manterá a denominação actual.

A REN passa a ter por objecto único a gestão de participações sociais, devendo modificar em conformidade o seu contrato de sociedade e adoptar a denominação REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S. A.

Em Janeiro de 2004 iniciou a operação comercial o Terminal de Sines (GNL), com uma capacidade anual de 5 mil milhões de metros cúbicos por ano e com um caudal horário máximo, actual, de cerca de 600 mil metros cúbicos. Possui actualmente dois tanques de armazenagem de 120 mil metros cúbicos de GNL cada e ainda um terminal de enchimento de camiões cisterna.

Por outro lado, as primeiras duas cavernas de armazenamento subterrâneo no Carriço, estão actualmente em exploração. Este projecto prevê, pelo menos, mais duas cavernas com entrada em funcionamento até 2007, perfazendo um total de capacidade de armazenagem de 195 milhões de metros cúbicos de gás.

Entretanto, os novos desenvolvimentos legislativos concretizados pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro e o Decreto-Lei aprovado pelo Conselho de Ministros, de 22 de Junho de 2006, vieram alterar a situação no sentido da concretização de uma separação de actividades em que a actividade de armazenamento subterrâneo passa a ser objecto de concessões.

Nesta fase, no âmbito da modificação do actual contrato de concessão celebrado em 1993 com a Transgás, S.A., será atribuída uma concessão à REN – Armazenagem, S.A., que inclui as duas cavernas já em operação e uma das que se encontram em construção e a obrigação de dar prioridade à constituição e manutenção de reservas de segurança, e uma concessão à Transgás Armazenagem, S.A..

2.7 PRINCIPAIS MATÉRIAS TRATADAS PELA ERSE

A autorização de contratação de novos colaboradores, prevista desde a alteração estatutária de 2002, só foi concretizada em Janeiro de 2006. Assim, em 2005, a ERSE viu-se obrigada a adiar e eliminar diversas actividades, segundo o plano de contingência previsto no documento “Estratégia e Plano de Actividades 2005-2008”.

Importa também referir que a execução do plano de actividades de 2005 foi parcialmente prejudicada pelos atrasos registados na construção do mercado ibérico de electricidade (que ainda não entrou em funcionamento) e na publicação da nova legislação da electricidade e do gás natural (ocorrida em Fevereiro de 2006).

Seguidamente identificam-se as principais matérias tratadas pela ERSE.

REVISÃO REGULAMENTAR DO SECTOR ELÉCTRICO

A ERSE submeteu a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar do sector eléctrico, tal como previsto no documento “Estratégia e Plano de Actividades 2005-2008”. A proposta de revisão regulamentar foi submetida a consulta pública em Abril de 2005, tendo sido recebidas 30 contribuições escritas. A Audição Pública, para a qual foram convidadas todas as entidades, associações, empresas e demais partes interessadas na revisão dos regulamentos do sector eléctrico teve lugar no dia 20 de Maio de 2005. Na sequência desse processo foram publicados em 31 de Agosto de 2005 os novos regulamentos¹.

Esta proposta abrangeu três regulamentos do sector eléctrico: Regulamento de Relações Comerciais (RRC), Regulamento Tarifário (RT) e Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI). Paralelamente, a ERSE submeteu à apreciação da Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE) uma proposta de revisão das disposições de natureza comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Este regulamento foi aprovado através do Despacho n.º 5255/2006 (2ª série), de 8 de Março.

Esta revisão global dos regulamentos do sector eléctrico justificou-se pela necessidade de proporcionar aos consumidores e às empresas que actuam neste sector um quadro coerente e estável de regulação, adequado à nova fase de desenvolvimento do mercado de electricidade em Portugal e na União Europeia.

A revisão regulamentar visou adaptar os regulamentos existentes ao novo quadro jurídico nacional e comunitário e incorporou numerosas alterações com o objectivo de melhorar a clareza e a eficácia dos regulamentos, logo a eficiência da regulação. As alterações propostas resultaram: por um lado, da experiência acumulada pela ERSE ao longo dos últimos seis anos relativa à aplicação dos actuais regulamentos; por outro lado, da observação contínua e da análise das melhores práticas de regulação a nível internacional, em particular na União Europeia.

Os novos regulamentos publicados em 31 de Agosto de 2005 contêm importantes inovações, não só ao nível da estrutura e da extensão de cada regulamento, mas também ao nível das soluções regulatórias adoptadas em várias matérias, como por exemplo: estrutura tarifária e proveitos permitidos das tarifas de

¹ <http://www.erse.pt/vpt/entrada/legislacao/actosnormativos/actosnormativosdaerse.htm?ano=2005>

uso das redes, modalidades contratuais de acesso às redes, melhoria da eficiência energética e da promoção ambiental, regime de comparticipação relativo às ligações às redes, quantidade e qualidade da informação disponibilizada aos consumidores e restantes agentes pelos operadores das redes, procedimentos relativos ao planeamento das redes, comercialização regulada e medição de energia eléctrica.

INÍCIO DA REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR DO GÁS NATURAL

Durante o ano de 2005, a ERSE deu início à actividade de regulamentação do sector do gás natural, na sequência do Anúncio de Proposta de Regulamentação publicado em 18 de Fevereiro de 2004 e da discussão pública subsequente.

O desenvolvimento da regulamentação do sector do gás natural inclui a preparação dos seguintes regulamentos:

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

RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SECTOR ELÉCTRICO

O Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece a obrigatoriedade de publicação por parte da ERSE do respectivo relatório da qualidade de serviço, no âmbito das actividades de verificação da aplicação do RQS atribuídas a esta entidade. Dando cumprimento ao estabelecido regulamentarmente, durante 2005, a ERSE analisou os dados disponíveis, preparando o "Relatório da Qualidade de Serviço – 2004: Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal continental", cuja publicação ocorreu em Outubro de 2005². O conteúdo deste documento permite:

- Caracterizar a qualidade de serviço nas redes de transporte e distribuição de energia eléctrica pertencentes ao SEP.
- Avaliar o cumprimento do RQS pelas entidades que exploram as redes referidas no ponto anterior.
- Contribuir para a divulgação do RQS.

² <http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico/>

- Apresentar as principais actividades desenvolvidas pela ERSE no âmbito da qualidade de serviço.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2006

Dando cumprimento aos artigos 176.º e 177.º do Regulamento Tarifário (RT) foi submetida à apreciação do Conselho Tarifário, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a 15 de Outubro, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2006 e Parâmetros para o Período de Regulação 2006-2008”, para emissão de parecer.

Tendo em consideração o parecer do Conselho Tarifário, a ERSE procedeu, no início de Dezembro, à justificação e divulgação pública dos valores definitivos a vigorar em 2006, através do documento “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2006 e Parâmetros para o Período de Regulação 2006-2008”³.

As tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2006 e os parâmetros para o período de regulação 2006-2008 foram aprovados através do Despacho n.º 25 901-A/2005 publicado no Diário da República, 2.ª série, de 15 de Dezembro.

O documento final, tal como a proposta, foram complementados por um conjunto de outros documentos de base e de enquadramento e que dele fazem parte integrante, que a seguir se mencionam:

- Ajustamentos referentes a 2004 e 2005 a repercutir nas tarifas de 2006.
- Caracterização da procura de energia eléctrica em 2006.
- Estrutura dos proveitos proporcionados pelas tarifas de energia eléctrica em 2006.
- Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas.
- Comparação internacional dos preços de energia eléctrica a 1 de Janeiro de 2005.
- Custo de Capital das Actividades Reguladas da EDP Distribuição e da REN.
- Parâmetros de Regulação na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica:
 - Metas de Eficiência para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.
 - Evolução dos custos da EDP Distribuição.
 - Determinação dos Parâmetros de Regulação na Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o período de Regulação 2006-2008.

³ <http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/tarifaseprecos/tarifasanuaisem2006/>

PARECERES EMITIDOS PELA ERSE

Durante 2005, a ERSE teve oportunidade de responder a vários pedidos de parecer solicitados pelo Ministério da Economia e da Inovação, sobre diversas matérias relacionadas com os sectores eléctrico e do gás natural, e pela Autoridade da Concorrência sobre operações de concentração envolvendo empresas que actuam naqueles sectores de actividade.

Além de pareceres sobre propostas de textos legislativos e regulamentares há a registar o parecer da ERSE relativo à alteração do Contrato de Aquisição de Energia Eléctrica da Central Térmica do Pego, decorrente dos investimentos adicionais relativos ao cumprimento dos limites de emissão para a atmosfera respeitantes às grandes instalações. A ERSE solicitou informação adicional, e formalizou o seu parecer, na sequência dessa informação, já em 2006.

Os pareceres solicitados pela Autoridade da Concorrência sobre operações de concentração são apresentados nos pontos 3.2.4 e 4.2.3.

Na sequência da apresentação de reclamações relativas a acertos de facturação de energia eléctrica, a ERSE elaborou um parecer interpretativo⁴ sobre as disposições do RRC aplicáveis à facturação de energia eléctrica e a demais aspectos do relacionamento comercial que lhe estão associados com impacte na aplicação das regras estabelecidas em matéria de prescrição e caducidade.

NÚCLEO DE APOIO AO CONSUMIDOR DE ENERGIA

Uma das matérias tratadas pela ERSE que absorve recursos significativos refere-se às actividades desenvolvidas pelo Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia (NACE). Neste âmbito, em 2005, a ERSE procedeu à resposta por escrito de 413 pedidos de informação, 361 referentes ao sector eléctrico e 52 ao sector do gás natural. Em sede de resolução de conflitos, foram recebidas na ERSE, em 2005, 796 reclamações, correspondendo 675 ao sector eléctrico e 121 ao sector do gás natural.

No sector eléctrico, em 2005 a ERSE deu início a 567 processos de mediação e 108 processos de informação. O prazo médio da 1.^a resposta da ERSE aos reclamantes foi de 24 dias, após a data de recepção da reclamação junto dos seus serviços.

No que respeita aos prazos de conclusão dos processos, 43% dos processos de mediação teve duração superior ou igual a 120 dias e 38% duração igual ou inferior a 90 dias, após a apresentação da reclamação na ERSE. No referente à proveniência das reclamações 60% do total são apresentadas directamente pelos reclamantes e 20% através de associações de defesa do consumidor.

⁴ <http://www.erse.pt/vpt/entrada/aerse/pareceres/interpretativosdaerse/>

Em 2005, os temas mais reclamados relativos ao sector eléctrico foram os seguintes:

- Facturação: 457 processos.
- Danos em equipamentos eléctricos: 81 processos.
- Qualidade de serviço técnica e comercial: 61 processos.

Da totalidade dos processos de mediação desenvolvidos pela ERSE, em 55% dos casos a entidade reclamada alterou a sua posição em conformidade com a solicitação do reclamante. Refira-se ainda que em 16% dos casos resultou um esclarecimento ao reclamante, sobre outros aspectos relacionados com a sua reclamação.

No sector do gás natural, a ERSE recebeu 121 reclamações, tendo iniciado 83 processos de mediação e 38 informações aos reclamantes. A primeira resposta da ERSE ao reclamante, desde a recepção da reclamação, teve a duração média de 20 dias. Neste sector, apenas 26% dos processos de mediação têm duração superior a 120 dias.

No que respeita ao resultado das mediações desenvolvidas verificou-se que em 29% dos processos houve alteração de posição da entidade reclamada. Também no sector do gás natural, são os reclamantes quem mais recorre aos serviços da ERSE, registando-se este facto em 71% dos casos.

Os principais temas reclamados, neste sector em 2005, foram:

- Facturação: 42 processos.
- Questões técnicas e de segurança, designadamente sobre a manutenção, reparação e inspecção de instalações de gás Instalação: 28 processos.
- Contrato de fornecimento: 25 processos.

Durante o ano 2005 foram registados 724 contactos telefónicos dirigidos à linha de atendimento 808 20 10 20 que funciona todos os dias úteis entre as 15 h e as 18 h.

A equipa de técnicos que constitui o Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia proporciona igualmente a possibilidade de receber consumidores de energia nas instalações da ERSE. Em 2005 foram realizados 12 atendimentos presenciais.

PORTAL NA INTERNET

Em 2005, a ERSE introduziu alterações no seu Portal na Internet, tendo passado a disponibilizar conteúdos transaccionais que oferecem aos consumidores de energia a possibilidade de apresentarem pedidos de informação e reclamações através de espaço apropriado, denominado Atendimento on-line.

No período que mediou a inauguração desta nova modalidade de atendimento e o final do ano de 2005 foram submetidos por esta via 146 pedidos de informação e 53 reclamações.

Na perspectiva da contínua formação e preocupação em fomentar a melhor informação aos consumidores de energia no que concerne aos seus direitos e obrigações, tanto dos sectores regulados como da actividade regulatória desempenhada pela ERSE, são disponibilizadas na página de Internet e enviadas diariamente dezenas de brochuras através da correspondência trocada no âmbito do tratamento de reclamações e pedidos de informação.

Em 2005, à semelhança de anos anteriores, foram igualmente elaboradas respostas a questionários promovidos por organizações internacionais, nomeadamente órgãos de soberania europeus e outros reguladores.

3 REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA

3.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

3.1.1 GERAL

A legislação portuguesa estabelece a total abertura do mercado no que se refere a Portugal continental. 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 os clientes elegíveis 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 sobre a abertura do mercado de fornecimento de energia eléctrica, 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 tensão⁵ (MT), alta tensão⁶ (AT) e muito alta tensão⁷ (MAT) com o consumo anual mínimo de 9 GWh.
- Entre 1 de Janeiro de 2002 e o final de Fevereiro de 2004, foram consideradas elegíveis todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em MAT, AT ou MT, com consumo efectivo ou previsto não nulo.
- Em 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, passaram a ser igualmente elegíveis os clientes em baixa tensão especial (BTE)⁸, com consumo efectivo ou previsto não nulo.
- Ainda no decorrer de 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, o direito de elegibilidade foi alargado a todos os clientes em Portugal continental. O exercício efectivo de escolha de fornecedor por parte dos clientes de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN)⁹ aguarda a completa implementação do sistema informático necessário para gerir os procedimentos de mudança de fornecedor, cuja data de entrada em operação está fixada para 4 de Setembro de 2006.

⁵ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

⁶ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

⁷ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

⁸ Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW.

⁹ Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA.

Até à revisão do Regulamento de Relações Comerciais ocorrida em 2005, o exercício do direito de elegibilidade pressupunha a obtenção prévia de estatuto de cliente não vinculado. A partir daquela revisão regulamentar e da abertura do mercado a todos os clientes em Portugal continental, os procedimentos foram alterados e deixou de ser necessário o referido estatuto para efectuar a livre escolha de fornecedor. Por outro lado, a ERSE, no cumprimento das disposições regulamentares sobre a matéria, aprovou os procedimentos de mudança de fornecedor propostos pela entidade encarregue de gerir o respectivo processo, centrando as suas preocupações na simplicidade de processos, transparência e não discriminação entre agentes.

A caracterização da abertura de mercado pode efectuar-se tendo em conta o número de clientes e os respectivos consumos anuais de energia eléctrica dos clientes elegíveis e não elegíveis. A análise aqui efectuada concentra-se no período entre 1999 – ano em que os primeiros clientes solicitaram o exercício do direito de elegibilidade – e o final de 2005.

Como seria de esperar, a evolução do número de clientes elegíveis em Portugal continental reflecte as sucessivas alterações do critério de elegibilidade e o correspondente faseamento da abertura do mercado. Na realidade, com o critério de elegibilidade que vigorava até 2001, assente numa quantidade mínima de energia consumida anualmente, o número de clientes elegíveis manteve-se num intervalo entre 214 e 228, registando poucas alterações naqueles três anos.

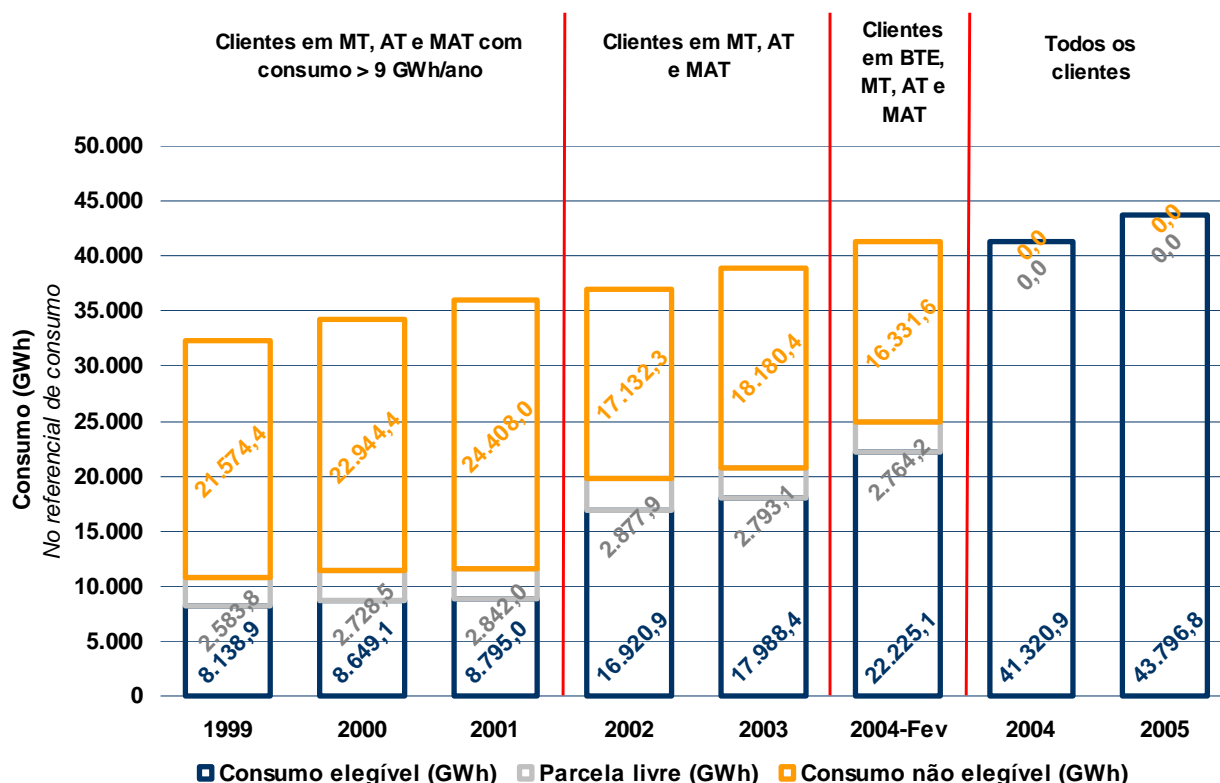
A partir de 2002, com a possibilidade de qualquer cliente em MT, AT ou MAT com consumo previsto ou efectivo não nulo poder solicitar o estatuto de cliente não vinculado e escolher livremente o seu fornecedor, o número de clientes elegíveis registou um incremento muito significativo, situando-se acima de 20 mil. Este número mais do que duplica com a abertura do mercado aos clientes em BTE (passando para cerca de 52 mil clientes elegíveis), legalmente verificada em Fevereiro de 2004, atingindo o número total de clientes com abertura de mercado aos clientes de BTN ainda antes do final deste último ano (cerca de 5,8 milhões de clientes).

A Figura 3-1 apresenta a evolução dos consumos elegíveis e não elegíveis em Portugal continental, no referencial de consumo, bem como a parcela livre¹⁰, onde pode extrair-se que o consumo total em Portugal continental cresceu a uma taxa média anual de aproximadamente 5,2% entre 1999 e 2005. Por outro lado, a alteração da condição de elegibilidade de 2001 para 2002 repercutiu-se num aumento significativo do consumo elegível, para cerca de 16,9 TWh, o que passou a representar mais de 45% do total do consumo em Portugal continental, face aos valores anteriores de cerca de 25% registados entre 1999 e 2001 (valores de consumo elegível entre 8,1 TWh e 8,8 TWh, respectivamente).

¹⁰ De acordo com a legislação de 1995 ainda vigente, pode ser adquirida pelo comercializador regulado em MT e AT, no âmbito do mercado liberalizado, uma parcela de energia correspondente a um máximo de 8% das necessidades de energia para comercialização no SEP. Na prática, aos pesos relativos em cada ano do consumo elegível para acesso ao mercado liberalizado, deve ser acrescentada a parcela livre que o comercializador regulado em MT e AT pode livremente contratar, de forma a apurar o grau de abertura total do mercado português.

A abertura do mercado, sucessivamente aos clientes em BTE e em BTN, implicou que os valores do consumo elegível se situassem, respectivamente, em cerca de 22,2 TWh (53,8% do total de consumo nacional em Portugal continental) e entre aproximadamente 41,3 TWh e 43,8 TWh (que corresponde a 100% do consumo nacional em Portugal continental).

Figura 3-1 – Evolução do consumo elegível e não elegível Portugal continental



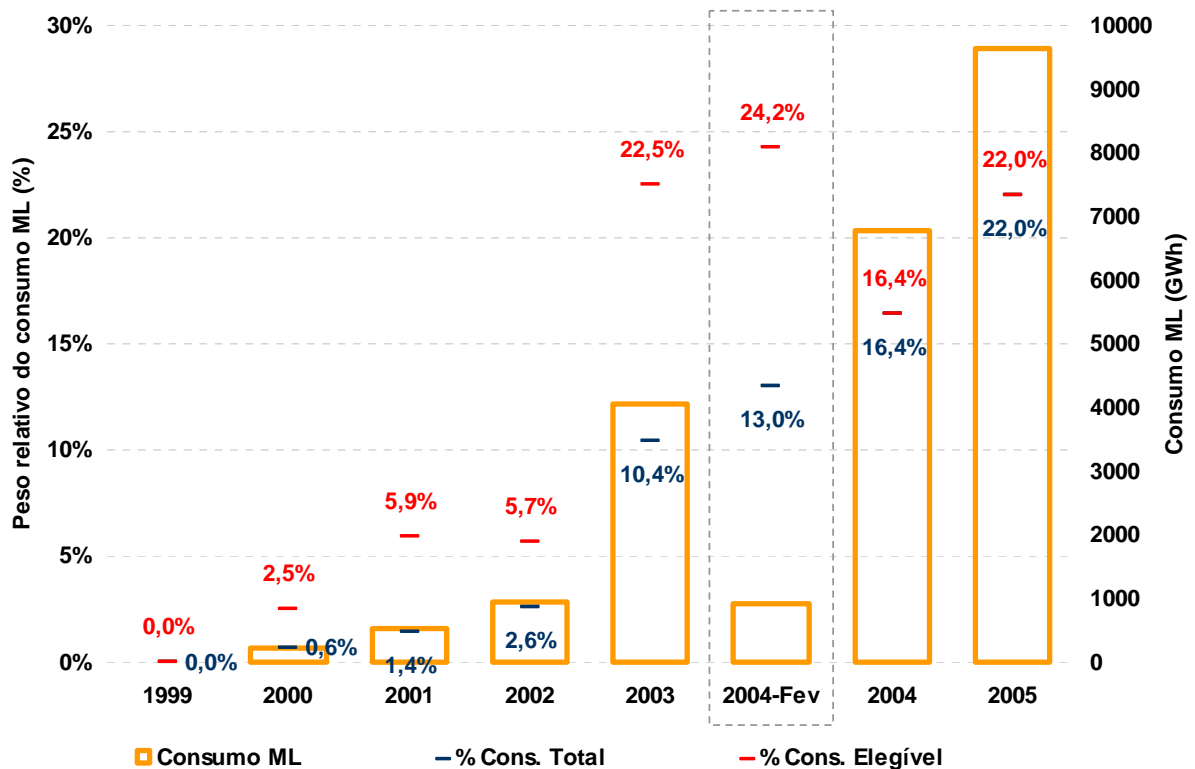
Por outro lado, a Figura 3-2 apresenta a evolução dos consumos efectivos realizados no âmbito do mercado liberalizado (ML)¹¹, bem como do peso relativo que esses consumos representam no consumo total e no consumo elegível para cada período analisado. Tendo em conta a alteração da regra de elegibilidade, o ano de 2004 é apresentado com a evidência de dois períodos distintos, de modo a separar a abertura do mercado aos clientes em BTE (com referência “2004-Fev” na citada figura) da posterior abertura a clientes em BTN (integrado nos valores de final de 2004). De igual modo, o período correspondente a 2005, abrange a total abertura do mercado em Portugal continental.

Conforme se pode extrair da figura seguinte, o peso relativo do consumo em mercado liberalizado no total nacional tem registado uma evolução continuamente crescente, registando-se algumas discontinuidades nos valores do peso relativo referido ao consumo elegível que se explicam

¹¹ Corresponde aos consumos efectuados no âmbito do SENV.

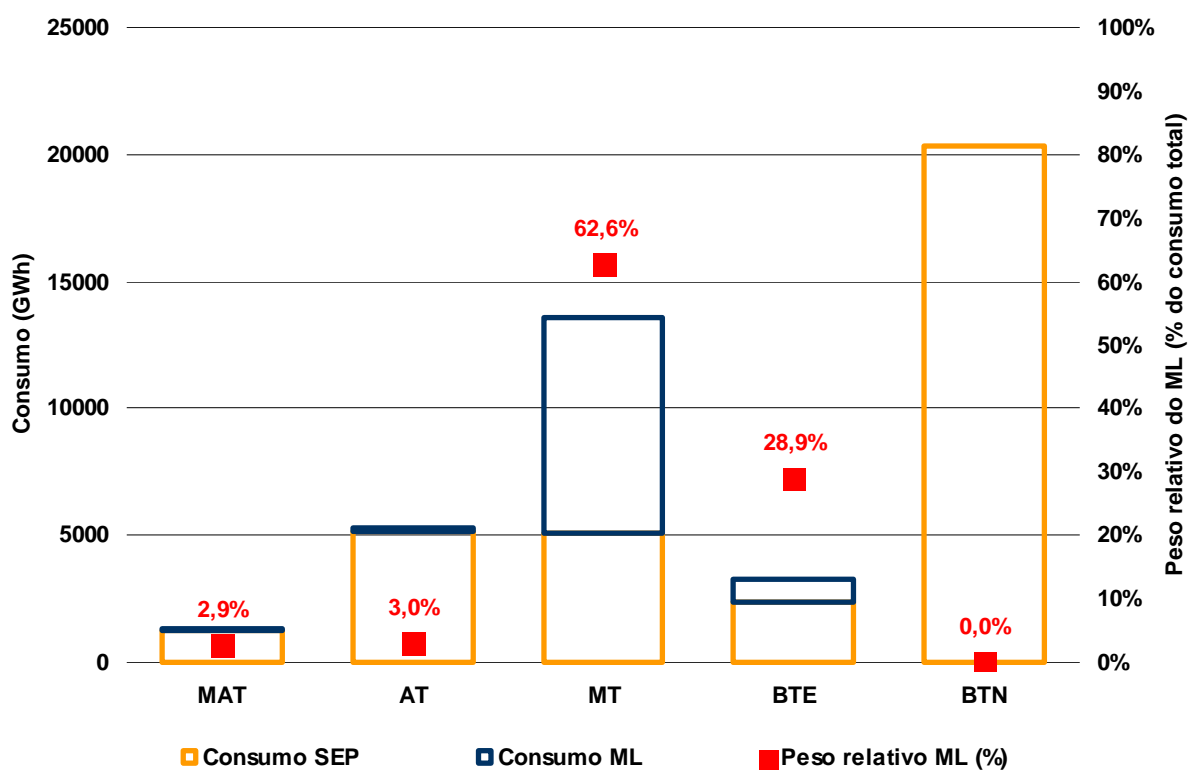
genericamente pelos aumentos da base de consumo elegível ou por uma taxa de crescimento diferenciada entre o agregado nacional e o consumo no mercado liberalizado. Por outro lado, os valores do peso relativo do consumo no ML referido ao consumo total e ao consumo elegível, são coincidentes em final de 2004 e em 2005, já que nesses períodos todos os clientes são elegíveis.

Figura 3-2 – Evolução do consumo no ML e peso relativo no total nacional e no consumo elegível Portugal continental



Por fim, na Figura 3-3 apresenta-se a repartição por nível de tensão do consumo efectivo realizado durante 2005, efectuando-se, ainda, a atribuição de valores de consumo aos clientes em mercado liberalizado (ML) e aos clientes do sistema público (SEP), sendo observável que cerca de 62,6% dos consumos de clientes de MT se terão realizado em mercado liberalizado, sendo ainda de realçar que, em pouco mais de um ano de abertura efectiva do segmento, quase 29% dos consumos em BTE se referem a fornecimentos no ML.

**Figura 3-3 – Distribuição de consumos SEP e ML por nível de tensão
Portugal continental - 2005**



Fonte: EDP Distribuição; elaboração ERSE

No final de 2005 começou a verificar-se uma diminuição no ritmo de crescimento dos consumos realizados no mercado liberalizado. Esta tendência acentuou-se nos primeiros trimestres de 2006 com o regresso ao SEP de um número significativo de clientes abastecidos no mercado liberalizado. O aumento dos custos de aquisição de energia eléctrica no mercado espanhol (analisado no ponto 3.2.1) explica esta evolução no mercado liberalizado português, que é a abastecido em larga medida a partir de Espanha.

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

Em Portugal não há problemas estruturais que conduzam à existência permanente de congestionamentos internos na rede. Quando ocorrem, são normalmente resultantes de uma conjugação adversa de vários factores, e podem verificar-se em ramos internos da rede de transporte ou nas interligações, dando origem a mecanismos de resolução distintos.

RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS INTERNOS

Este tipo de congestionamentos são resolvidos pelo operador de sistema por alterações topológicas de exploração da rede, ou através de re-despacho, alterando os programas de geração ou consumo nos diversos nós da rede, de forma a aliviar os ramos congestionados.

Os clientes do Sistema Eléctrico de Serviço Público pagam os sobrecustos do re-despacho na tarifa de Energia e Potência.

MECANISMO DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS NAS INTERLIGAÇÕES APLICADO EM 2005

Actualmente, os congestionamentos nas interligações são resolvidos pelo operador de sistema do país em que tem origem o fluxo de energia eléctrica que causa o congestionamento.

Os congestionamentos no sentido de Portugal para Espanha são resolvidos pelo operador de sistema português através de um mecanismo de rateio proporcional: é aplicado um factor de redução às quantidades de exportação contratadas, calculado pelo quociente entre a capacidade disponível para fins comerciais e o saldo entre os contratos de exportação e importação previstos para esse período. Esta situação, teoricamente possível, não ocorreu na prática, não se registando qualquer alteração aos programas de exportação quer do Agente Comercial do SEP, quer dos produtores não vinculados.

Os congestionamentos no sentido de Espanha para Portugal são resolvidos pelo operador de sistema espanhol em duas fases: na primeira fase é aplicado um mecanismo de rateio proporcional às quantidades totais das energias contratadas através de Contratos Bilaterais Físicos e contratadas através de bolsa; na segunda fase é repartida a capacidade atribuída a cada tipo de contratação através de mecanismos distintos:

- Leilão implícito para a energia contratada em bolsa.
- Leilão explícito para a energia contratada através de Contratos Bilaterais Físicos.

Os clientes do Sistema Eléctrico de Serviço Público pagam o custo associado aos congestionamentos relativos à energia importada para o seu consumo, na tarifa de Energia e Potência.

Os clientes no Sistema Eléctrico não Vinculado pagam estes custos através das penalizações associadas a desvios ou do accionamento dos contratos de garantia de abastecimento de curto-prazo, por parte dos seus comercializadores.

TRABALHOS PARA A DEFINIÇÃO DE UM MECANISMO DE GESTÃO CONJUNTA DAS INTERLIGAÇÕES ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

No âmbito da construção do MIBEL e das atribuições do Conselho de Reguladores, durante 2005 deu-se início à preparação de uma proposta de mecanismo de gestão conjunta das interligações entre Portugal

e Espanha. O mecanismo proposto permitirá proporcionar ao Mercado Ibérico de Electricidade uma ferramenta sólida e eficiente, baseada em mecanismos de mercado, para a resolução de congestionamentos de acordo com o Regulamento (CE) n.º 1228/2003 de 26 de Junho de 2003, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade.

O modelo proposto baseia-se no modelo apresentado à CNE e à ERSE pelos Operadores de Sistema (REE e REN) e consiste na implementação de um mecanismo de Separação de Mercados (*market splitting*) no horizonte diário de forma a permitir a melhor utilização possível da capacidade disponível, em segurança, complementado com Leilões Explícitos de capacidade anteriores ao horizonte diário para a atribuição de direitos físicos de capacidade.

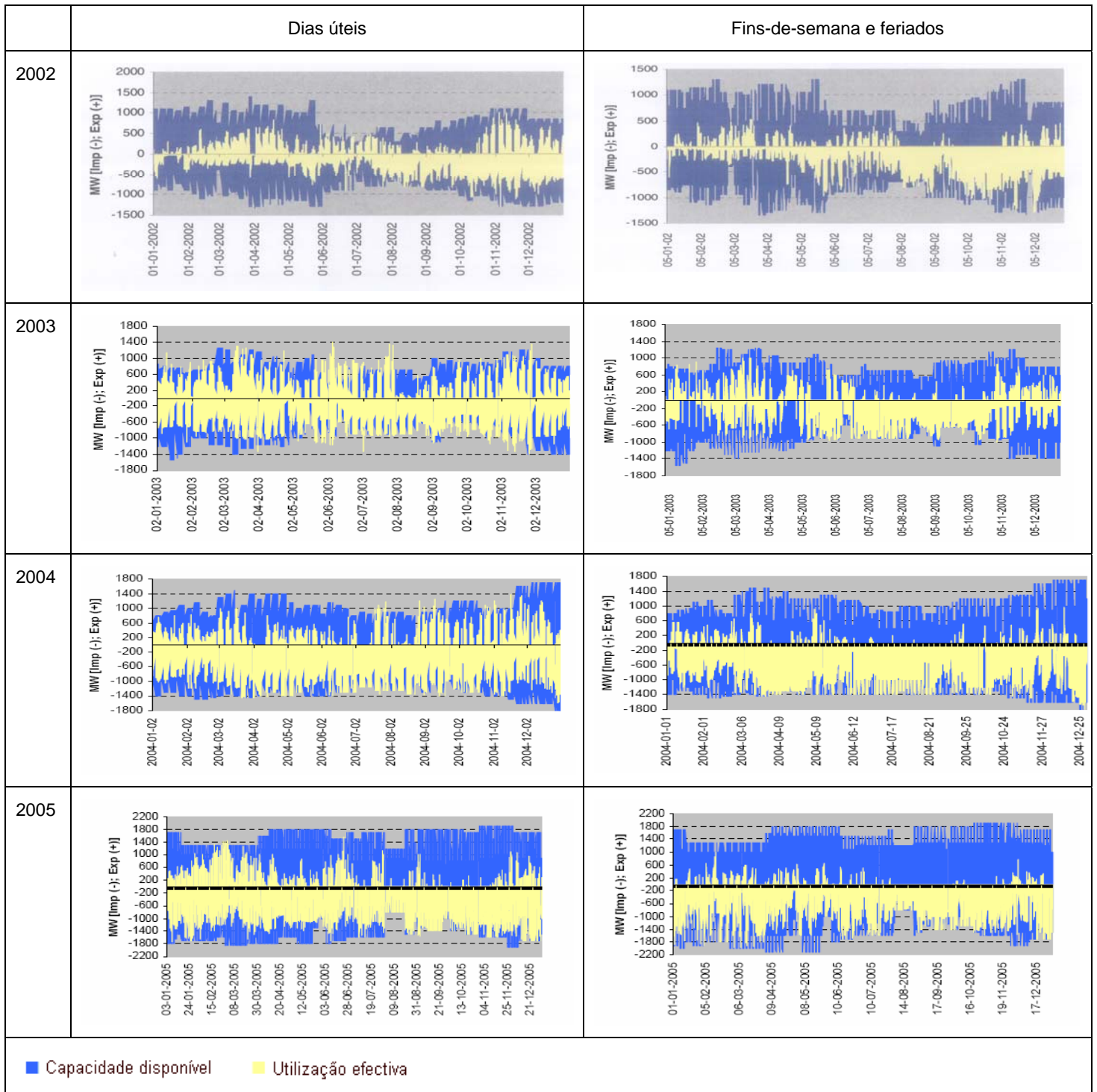
É também proposto o estabelecimento de uma fase transitória, durante o tempo necessário ao desenvolvimento e arranque do mercado diário integrado no âmbito do MIBEL que consiste na implementação de um mecanismo de Leilões Explícitos, composto por leilões realizados em diferentes horizontes temporais, sendo complementado com a atribuição de capacidade disponível através de Leilões Implícitos no horizonte diário e intradiário, no OMIE.

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL PARA USO COMERCIAL E DO SEU USO EFECTIVO

Na Figura 3-4 mostra-se a evolução da capacidade de interligação disponível para uso comercial e do seu uso efectivo, ao longo dos anos de 2002 a 2005, separado por dias úteis e dias feriados e fins-de-semana.

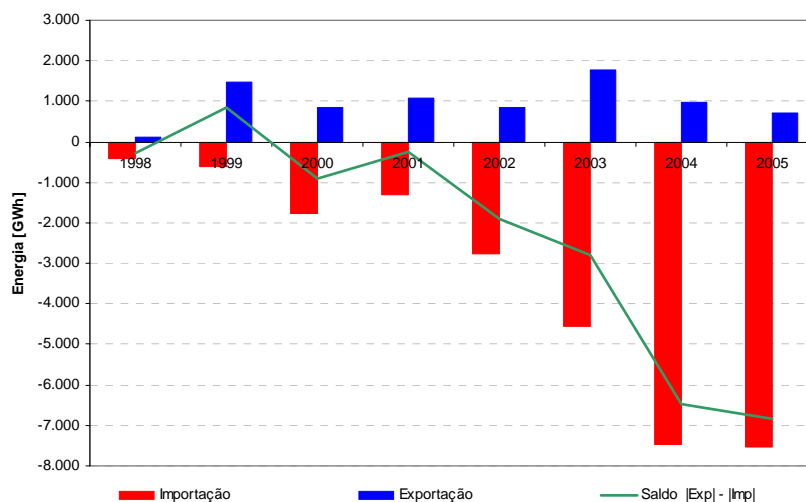
Por sua vez, a Figura 3-5 apresenta a evolução dos valores anuais do movimento comercial de importação e exportação de 1998 a 2005, realçando-se o aumento da capacidade disponível na interligação e a tendência importadora dos últimos anos de Portugal.

Figura 3-4 – Evolução da capacidade de interligação disponível para uso comercial e do seu uso efectivo ao longo dos anos de 2002 a 2005, em dias úteis e feriados e fins-de-semana



Fonte: REN

Figura 3-5 – Valores anuais movimento comercial de importação e exportação de 1999 a 2005



CÁLCULO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL PARA FINS COMERCIAIS

A capacidade de interligação disponível para fins comerciais resulta do valor da capacidade técnica da interligação, calculado em base horária, descontada de uma margem por razões técnicas e de segurança.

O cálculo da capacidade técnica da interligação parte de um cenário base, correspondente a uma das situações típicas da rede, sendo simuladas alterações ao trânsito nas interligações através da modificação da produção em Portugal.

A capacidade técnica da interligação para o cenário base considerado corresponde ao máximo valor para o qual são verificados os critérios de segurança, quer em regime normal, quer em regime de contingências.

Em regime normal e para cada tipo de contingência devem verificar-se os seguintes critérios de segurança:

- Não ocorrer violação dos níveis de sobrecarga admissíveis nos diversos elementos da rede.
- Manutenção dos níveis de tensão nos diversos elementos da rede dentro dos limites aceitáveis.

São consideradas ainda as seguintes contingências:

- Falha simples (n-1) de qualquer elemento da rede ou do sistema electroprodutor: gerador, linha simples (incluindo as interligações), autotransformador, ou bateria de condensadores.
- Falhas (n-2) dos seguintes pares de elementos da rede ou do sistema electroprodutor: dois circuitos das linhas duplas com mais de 35 km (falhas simultâneas) ou conjuntos específicos contendo um gerador de grande dimensão e uma linha em particular.

As configurações de rede a considerar no cálculo da capacidade de interligação dependem do horizonte temporal a que o cálculo diz respeito: longo prazo, se para o ano seguinte, ou curto prazo, se para a semana, dia ou horas seguintes.

No cálculo da capacidade de interligação a longo prazo, cada configuração típica de rede é obtida estudando as combinações cruzadas das mais severas configurações de rede para diferentes épocas do ano (Verão e Inverno), diferentes regimes hidrológicos (seco e húmido), diferentes regimes de carga (pico, vazio e intermédio) e indisponibilidades previsíveis dos elementos da rede.

No cálculo a curto prazo, o ponto de partida corresponde a uma configuração específica da rede fornecida por um algoritmo de “estimação de estado”.

A capacidade disponível para fins comerciais é obtida reduzindo o valor da capacidade técnica de uma margem de reserva de 10%, com um mínimo de 100 MW. Esta margem de reserva destina-se a ter em conta as incertezas de carácter geral relacionadas com a operação do sistema e a fazer face aos inevitáveis desvios entre geração e consumo.

Os valores finais resultam da harmonização entre os valores calculados pelos operadores, REN e REE, das redes interligadas.

O operador da rede de transporte divulga os valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais na sua página da *Internet*, para cada dia das duas semanas seguintes em base horária.

O investimento recente nas interligações permite que a capacidade de transporte para fins comerciais tenha aumentado em 2005. No Quadro 3-1 e Quadro 3-2, respectivamente, são apresentados os valores médios anuais de capacidade de transporte para fins comerciais disponíveis ao longo dos últimos anos, e a sua relação com a potência média correspondente ao consumo total anual.

Quadro 3-1 – Valores médios anuais de capacidade de transporte para fins comerciais

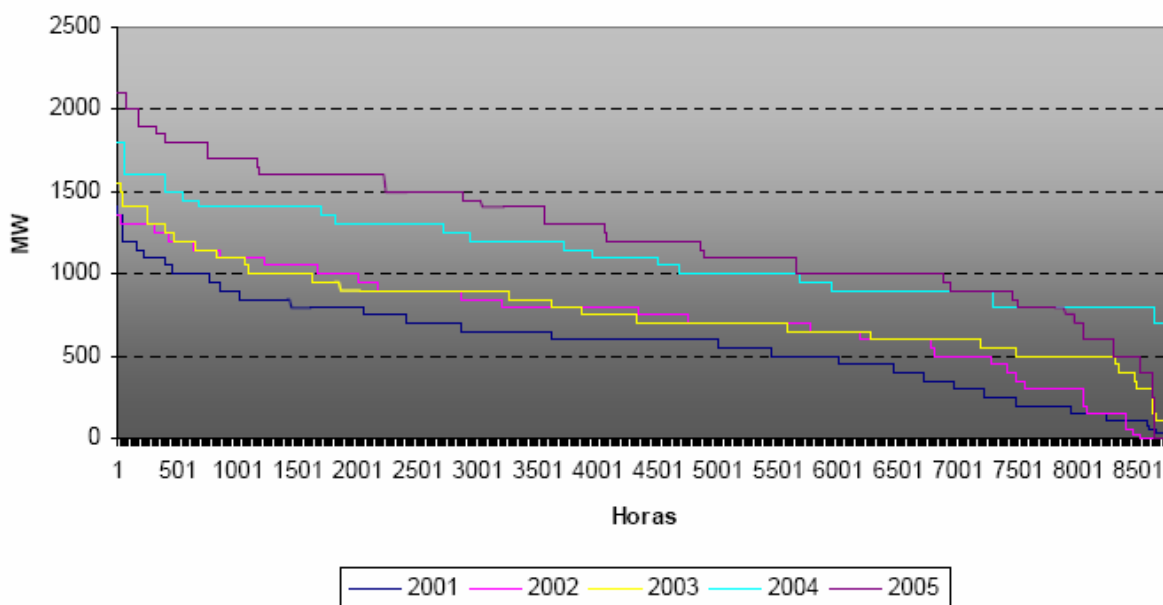
| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Importação | 736 MW | 774 MW | 1107 MW | 1229 MW |
| Exportação | 648 MW | 615 MW | 801 MW | 1218 MW |

Quadro 3-2 – Relação entre a capacidade de transporte para fins comerciais e a potência média correspondente ao consumo total

| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
|-----------------------|------|------|------|------|
| Importação (%) | 15,8 | 15,7 | 21,3 | 22,4 |
| Exportação (%) | 13,9 | 12,9 | 15,4 | 22,3 |
| Produção (MW) | 4643 | 4916 | 5195 | 5473 |

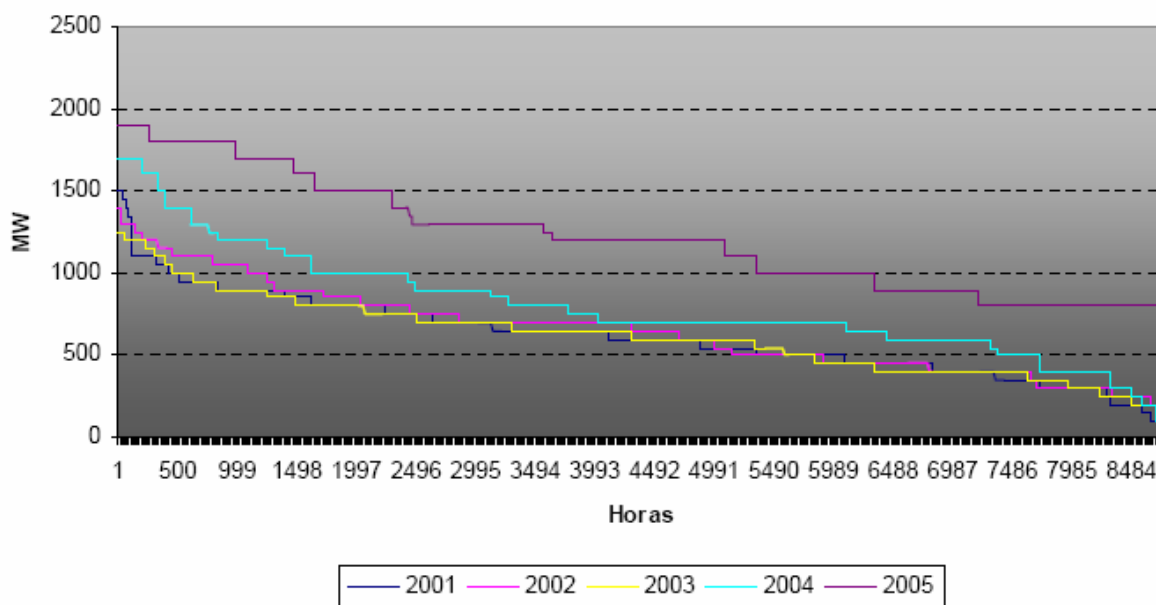
A Figura 3-6 e a Figura 3-7 apresentam a distribuição horária da capacidade de transporte para fins comerciais, respectivamente para importação e exportação, de 2002 a 2005.

Figura 3-6 – Valores da distribuição horária anual de capacidade de transporte para fins comerciais de importação durante 2001 a 2005



Fonte: REN

Figura 3-7 – Valores da distribuição horária anual de capacidade de transporte para fins comerciais de exportação durante 2001 a 2005



Fonte: REN

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 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.

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.

- Região Autónoma dos Açores

Na Região Autónoma dos Açores o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição encontram-se atribuídos 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 o operador da rede de transporte e o operador 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 REDE

FORMAS DE REGULAÇÃO

As empresas dos operadores de redes identificados no ponto anterior desempenham, no âmbito dos respectivos contratos de concessão, um conjunto alargado de actividades sujeitas a regulação por parte da ERSE, que a seguir se descrevem:

- Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN)

Operador da Rede de Transporte:

Actividade de Transporte de Energia Eléctrica – Actividade que assegura o planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da RNT em condições técnicas e económicas adequadas.

Actividade de Gestão Global do Sistema – Actividade desenvolvida pelas funções de Gestão de Sistema e Acerto de Contas que asseguram por um lado, a coordenação técnica global do sistema eléctrico integrando os custos dos serviços de sistema e por outro lado, a recolha e processamento dos dados necessários à quantificação física de desvios relativos à programação de todos os agentes de mercado, procedendo igualmente à sua liquidação.

Agente Comercial:

Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica – Actividade desenvolvida pela função Agente Comercial (unidade interna da REN) que inclui presentemente a gestão dos contratos de aquisição

de energia eléctrica existentes (CAE) assegurando o abastecimento dos consumos dos clientes do SEP. No futuro com a renegociação dos contratos de aquisição de energia eléctrica existentes (CAE) o Agente Comercial procederá exclusivamente à gestão dos CAE que não tenham sido renegociados por opção dos produtores, procedendo à venda da sua energia nos mercados. O diferencial de custos que venha a ser encontrado será reflectido na tarifa de Uso Global do Sistema relativa à actividade de Gestão Global do Sistema.

- EDP Distribuição – Energia, S.A.

Operador da Rede de Distribuição:

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica – Actividade que assegura o planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais em condições técnicas e económicas adequadas.

Actividade de Comercialização de Redes – Actividade que assegura a comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso das redes.

Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte – Actividade que assegura por um lado, a compra ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e por outro, a venda destes serviços aos comercializadores incluindo os de último recurso e aos clientes com estatuto de agente de ofertas.

Comercializador de Último Recurso:

Actividade de Comercialização – Actividade desempenhada pelos comercializadores de último recurso que engloba a estrutura comercial afecta à venda de energia eléctrica aos seus clientes, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica – Actividade desempenhada pelos comercializadores de último recurso que consiste na compra da energia eléctrica necessária para satisfazer os fornecimentos dos seus clientes. Esta aquisição de energia eléctrica é feita através de compras nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais previamente aprovados pela ERSE. Enquanto os contratos de aquisição de energia eléctrica existentes (CAE) não forem renegociados a aquisição de energia eléctrica é efectuada através do Agente Comercial, havendo a possibilidade de compra de energia no mercado no âmbito de uma parcela correspondente a 8% (parcela livre).

Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição – Actividade que assegura por um lado, a compra ao operador da rede de distribuição dos serviços de uso das redes (uso global do sistema, uso da rede de transporte, uso da rede de distribuição e comercialização de redes) e por outro, a venda destes serviços aos seus clientes. Esta actividade permite passar para os clientes do comercializador de último recurso os custos de acesso às redes de transporte e de distribuição.

- Electricidade dos Açores, S.A. (EDA) e Empresa de Electricidade da Madeira, S.A. (EEM)

Operador da Rede de Distribuição:

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica – Actividade que assegura o planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais, em cada ilha.

Comercializador de Último Recurso:

Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica – Actividade que assegura a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes finais, bem como, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica, em cada ilha.

Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema – Actividade que consiste na aquisição de energia eléctrica necessária para abastecimento dos consumos dos clientes, bem como a elaboração de estudos para o planeamento da expansão do sistema electroprodutor, em cada ilha.

As formas de regulação associadas às actividades anteriormente referidas encontram-se indicadas na tabela seguinte:

| EMPRESA | Entidade | ACTIVIDADE | FORMA DE REGULAÇÃO |
|------------------|---|---|---|
| REN | Operador da Rede de Transporte (ORT) | Gestão Global do Sistema | Regulação por taxa de remuneração e custos aceites em base anual |
| | | Transporte de Energia Eléctrica | |
| | Agente Comercial | Compra e Venda de Energia Eléctrica | Passagem para a actividade de gestão global do sistema do diferencial de custo associado com os contratos de aquisição de energia (CAE) não renegociados |
| EDP Distribuição | Operador da Rede de Distribuição (ORD) | Distribuição de Energia Eléctrica | Regulação por preço máximo para o período de regulação |
| | | Comercialização de Redes | Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual |
| | | Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte | Passagem para os clientes dos custos das redes de transporte |
| | Comercializador de Último Recurso (CUR) | Comercialização | Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual |
| | | Compra e Venda de Energia Eléctrica | Passagem para os clientes do CUR dos custos de aquisição de energia nos mercados (aquisições em mercado organizado e contratos previamente aprovados pela ERSE) |
| | | Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição | Passagem para os clientes do CUR dos custos das redes de transporte e de distribuição |
| EDA e EEM | Operador da Rede de Distribuição (ORD) | Distribuição de Energia Eléctrica | Regulação por taxa de remuneração e custos aceites em base anual |
| | | Comercializador de Último Recurso (CUR) | |
| | Comercialização de Energia Eléctrica | | |

O período de regulação é habitualmente de três anos para a REN e para a EDP Distribuição e de um ano para as empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE REDES

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.

Assim consideram-se as tarifas de Acesso às Redes que são aplicadas a todos os consumidores de energia eléctrica pelo uso das infra-estruturas. Estas tarifas de Acesso às Redes são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente podem ser pagas directamente pelos clientes com estatuto de agente de ofertas (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 é acompanhada pela existência de tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos seus clientes, calculadas adicionando-se às tarifas de Acesso às Redes as tarifas de Comercialização e de Energia. Estas duas últimas reflectindo por um lado, os custos de comercialização do comercializador de último recurso e por outro, os custos de aprovisionamento de energia, para abastecimento dos seus clientes, em mercados organizados ou mediante contratação bilateral sujeita a aprovação prévia da ERSE.

TARIFAS E ACTIVIDADES REGULADAS

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 global do sistema que inclui a operação do sistema, os custos com a ERSE, o sobrecusto da produção a partir de energias renováveis e outros custos de política energética.

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.

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.

Estas actividades são exercidas em regime de monopólio.

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

A tarifa de Energia (TE) 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. Enquanto os contratos de aquisição de energia eléctrica existentes (CAE) não forem revistos a aquisição de energia eléctrica é efectuada através do agente comercial (função interna da REN), havendo a possibilidade de compra de energia no mercado no âmbito de uma parcela correspondente a 8% (parcela livre).

A tarifa de Comercialização permite recuperar os proveitos da actividade regulada 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.

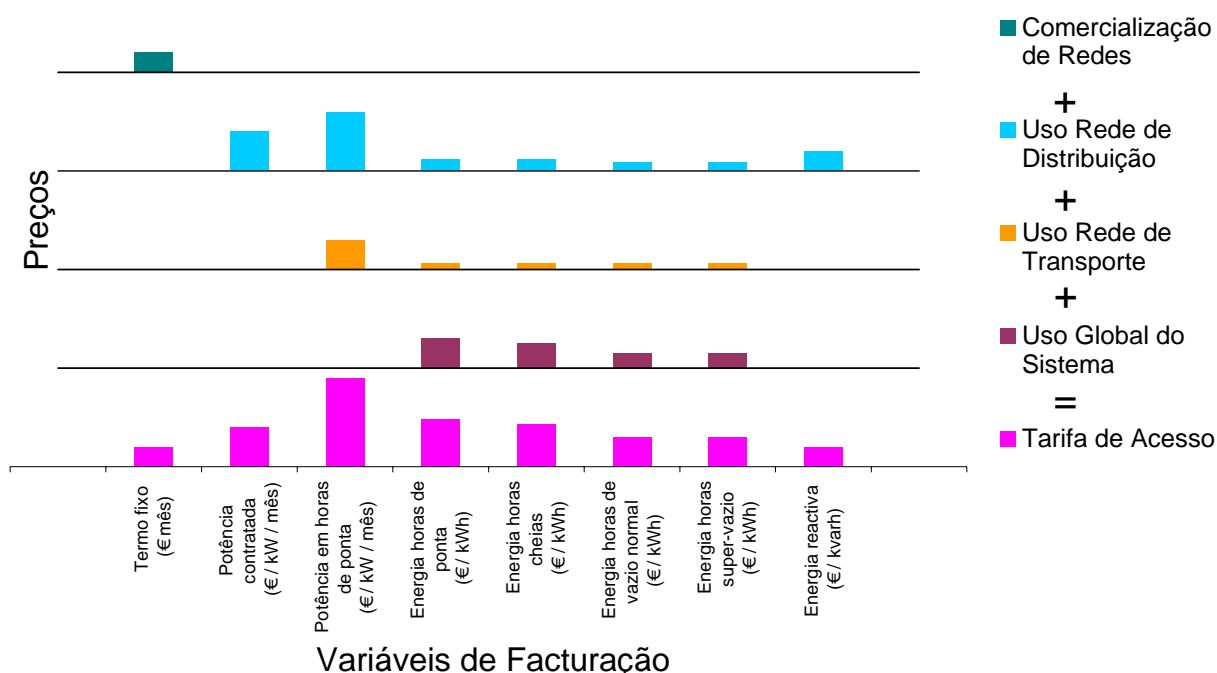
TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

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 não vinculados 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 3-8 designando-se por aditividade tarifária.

Figura 3-8 – 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 subsidiações 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.

Os proveitos permitidos e as formas de regulação económica das diversas actividades reguladas, anteriormente referidas, 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 da REN, às actividades de comercialização da EDP Distribuição e às actividades das empresas das Regiões Autónomas ou da regulação por preço máximo aplicada à Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDP Distribuição.

Nas actividades reguladas 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 e tem sido determinado através de estudos desenvolvidos internamente apoiado em estudos de consultores independentes. O método de cálculo utilizado tem-se baseado na metodologia do custo de capital médio ponderado (WACC).

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

$$F_X(RPI - X_F) + W_X P_X (RPI - X_P),$$

em que:

F-Parcela fixa;

P-Parcela variável;

W-Energia entregue;

RPI-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,

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. Mais recentemente 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.

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Anualmente, a ERSE estabelece os preços das tarifas de acesso às redes. Esta aprovação 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 redes no jornal oficial, na sua página de Internet e através de folhetos informativos. Adicionalmente, a regulamentação estabelece a obrigação de os operadores de rede informarem e aconselharem os utilizadores das redes de energia eléctrica sobre as tarifas e preços a pagar pelo acesso às redes e sobre as opções tarifárias mais vantajosas e adequadas a cada situação através, designadamente, da elaboração e publicação de folhetos informativos.

No Quadro 3-3 apresentam-se as componentes de custo incluídas nas tarifas a pagar pelo acesso às redes em 2006. Neste Quadro apresentam-se também o montante de proveitos proporcionado por cada uma das tarifas. Verifica-se que os consumidores de energia eléctrica pagam pelo acesso às redes, 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 e rendas de concessão dos municípios.

Quadro 3-3 – Discriminação dos custos incluídos nas tarifas a pagar pelo acesso às redes em 2006

| TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES | PROVEITOS (10 ³ EUR) | COMPONENTES DE CUSTO | (%) |
|--------------------------------------|------------------------------------|---|-----|
| USO GLOBAL DO SISTEMA | 460 162 | Gestão do Sistema | 6 |
| | | Serviços de Sistema | 20 |
| | | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos | 1 |
| | | Sobrecusto Produção Regime Especial | 57 |
| | | Terrenos do Domínio Público Hídrico | 15 |
| | | OMIP, S.A. e OMICLEAR, S.A. | 2 |
| | | Sobrecusto Convergência Regiões Autónomas | 0 |
| USO DA REDE DE TRANSPORTE | 171 933 | Rede de Transporte | 100 |
| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT/MT | 432 633 | Rede de Distribuição | 100 |
| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT | 599 546 | Rede de Distribuição | 64 |
| | | Rendas Concessão Municípios | 36 |
| COMERCIALIZAÇÃO DE REDES | 140 653 | Leitura, faturação e cobrança das tarifas de uso de redes | 100 |

Do Quadro 3-4 ao Quadro 3-6 apresentam-se 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 3-4 – Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em AT em 2006

| 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 | - | 0,0097 | 0,0097 | 0,0096 | 0,0096 | - | - |
| Uso da Rede de Transporte em AT | - | - | 1,393 | 0,0009 | 0,0008 | 0,0007 | 0,0007 | - | - |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | - | 0,083 | 0,124 | 0,0009 | 0,0006 | 0,0003 | 0,0003 | 0,0139 | 0,0104 |
| Comercialização de Redes em AT | 112,84 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tarifa de Acesso às Redes em AT | 112,84 | 0,083 | 1,517 | 0,0115 | 0,0111 | 0,0106 | 0,0106 | 0,0139 | 0,0104 |

Quadro 3-5 – Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTE em 2006

| 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 | - | 0,0112 | 0,0106 | 0,0103 | | - | - |
| Uso da Rede de Transporte em AT | - | - | 1,605 | 0,0010 | 0,0009 | 0,0008 | | - | - |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | - | - | 0,238 | 0,0010 | 0,0006 | 0,0003 | | - | - |
| Uso da Rede de Distribuição em MT | - | - | 3,568 | 0,0024 | 0,0010 | 0,0006 | | - | - |
| Uso da Rede de Distribuição em BT | - | 0,588 | 5,296 | 0,0038 | 0,0026 | 0,0012 | | 0,0175 | 0,0133 |
| Comercialização de Redes em BT | 30,65 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tarifa de Acesso às Redes em BTE | 30,65 | 0,588 | 10,707 | 0,0194 | 0,0157 | 0,0132 | | 0,0175 | 0,0133 |

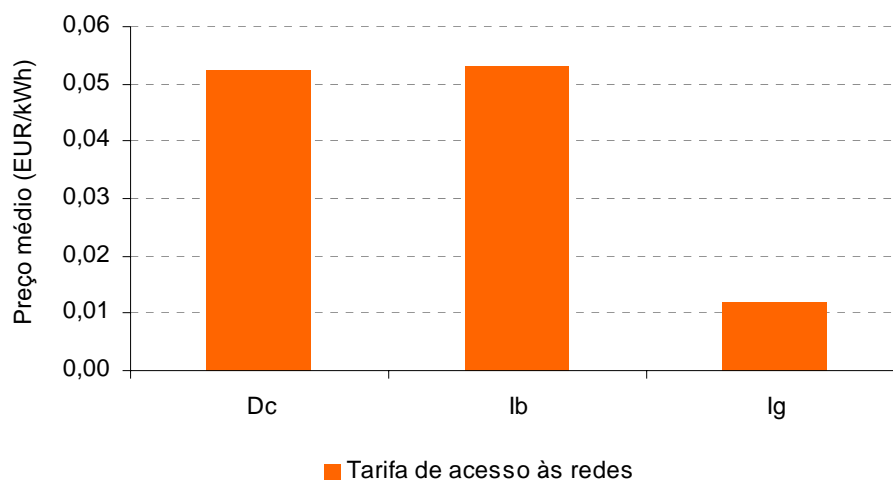
Quadro 3-6 – Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTN Bi-horária <20,7kVA em 2006

| PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM BTN BI-HORÁRIA <20,7kVA | | | | | | | | | |
|---|----------------------|-----------------------|----------------|--------------------------|--------------|-----------------------|------------------------------|-----------|----------|
| 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 | - | 0,0108 | | 0,0103 | | - | - |
| Uso da Rede de Transporte em AT | - | - | - | 0,0065 | | 0,0008 | | - | - |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | - | - | - | 0,0016 | | 0,0003 | | - | - |
| Uso da Rede de Distribuição em MT | - | - | - | 0,0138 | | 0,0006 | | - | - |
| Uso da Rede de Distribuição em BT | - | 0,588 | - | 0,0213 | | 0,0012 | | - | - |
| Comercialização de Redes em BT | 1,41 | - | - | - | | - | | - | - |
| Tarifa de Acesso às Redes em AT | 1,41 | 0,588 | - | 0,0540 | | 0,0132 | | - | - |

Na Figura 3-9 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 3-7. Os valores apresentados não incluem o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA), à taxa legal em vigor de 5%.

Quadro 3-7 – Caracterização dos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig

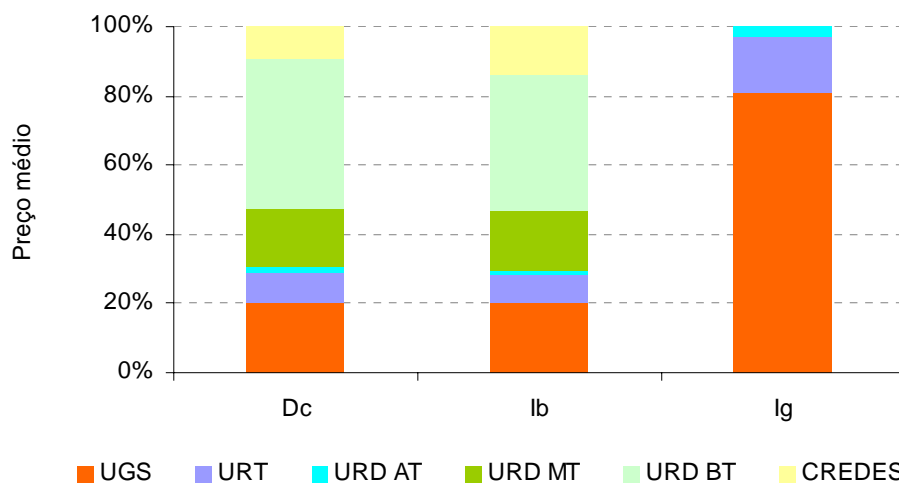
| Consumidor-tipo | Potência contratada (kW) | Consumo anual (kWh) | Consumo anual no vazio (kWh) | Utilização (horas) |
|-----------------|--------------------------|---------------------|------------------------------|--------------------|
| Dc | 4,6 | 3 500 | 1 300 | 761 |
| Ib | 50 | 50 000 | 0 |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

Figura 3-9 – Preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes em 2006

Relativamente à Figura 3-9, 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.

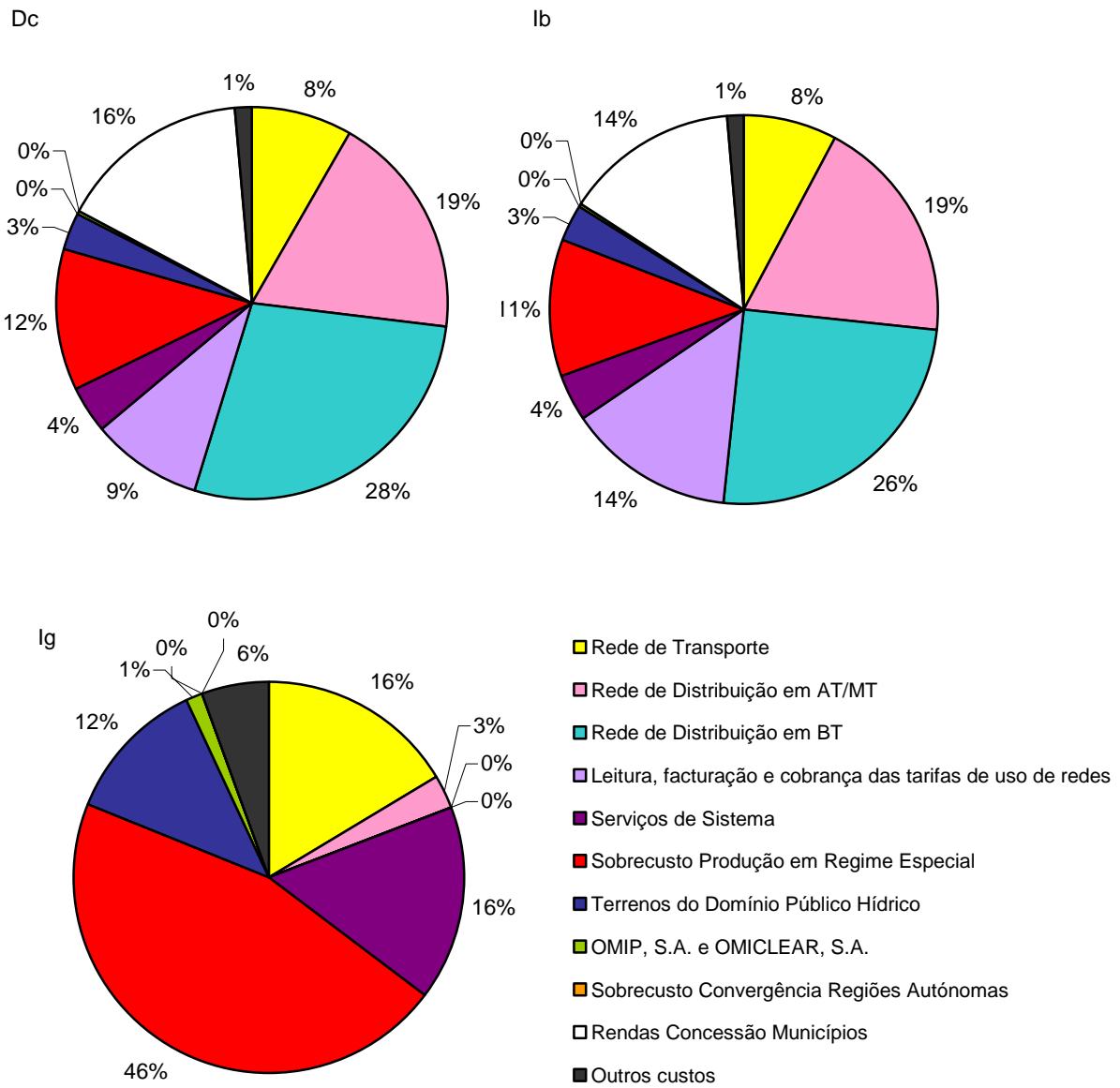
Na Figura 3-10 e na Figura 3-11 apresenta-se a estrutura dos preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes. Na Figura 3-10 o preço médio de cada cliente é decomposto nas diversas tarifas por actividade que compõem a sua tarifa de acesso às redes. Na Figura 3-11 esta desagregação é estendida ao tipo de custo.

Figura 3-10 – Estrutura dos preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes



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 3-11 – Decomposição do preço médio pago pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes



No Quadro 3-8 sintetizam-se os preços médios apresentados na Figura 3-9 e na Figura 3-10.

Quadro 3-8 – Preços médios das tarifas de Acesso às Redes em 2006

Unidade: €/kWh

| Tarifa | Consumidor-tipo | | |
|--|-----------------|---------------|---------------|
| | Dc | Ib | Ig |
| Uso Global do Sistema (UGS) | 0,0106 | 0,0107 | 0,0097 |
| Uso da Rede de Transporte (URT) | 0,0044 | 0,0042 | 0,0020 |
| Uso da Rede de Distribuição em AT (URD AT) | 0,0010 | 0,0006 | 0,0003 |
| Uso da Rede de Distribuição em MT (URD MT) | 0,0087 | 0,0093 | 0,0000 |
| Uso da Rede de Distribuição em BT (URD BT) | 0,0227 | 0,0209 | 0,0000 |
| Comercialização de Redes (CREDES) | 0,0048 | 0,0074 | 0,0000 |
| Tarifa de Acesso às Redes sem IVA | 0,0522 | 0,0530 | 0,0120 |
| Tarifa de Acesso às Redes com IVA | 0,0548 | 0,0557 | 0,0126 |

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

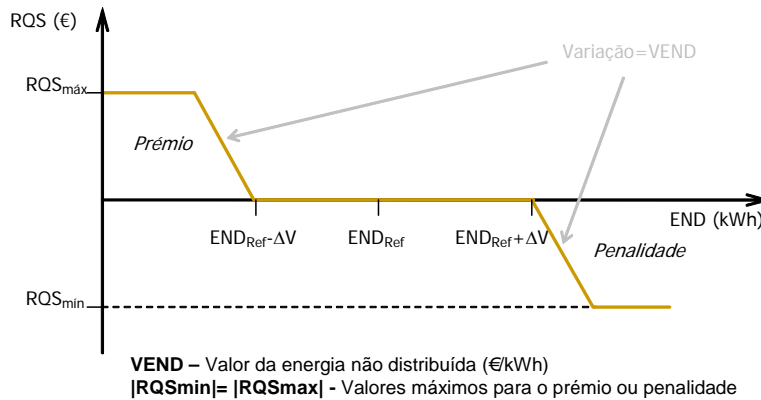
3.1.3.3 QUALIDADE DE SERVIÇO

Tanto o Regulamento Tarifário como o Regulamento da Qualidade de Serviço apresentam disposições relativas à regulação da qualidade de serviço em Portugal continental.

O Regulamento Tarifário, de responsabilidade da ERSE, prevê um incentivo à continuidade de serviço nas redes de MT, cujo efeito se reflecte nos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT de Portugal continental.

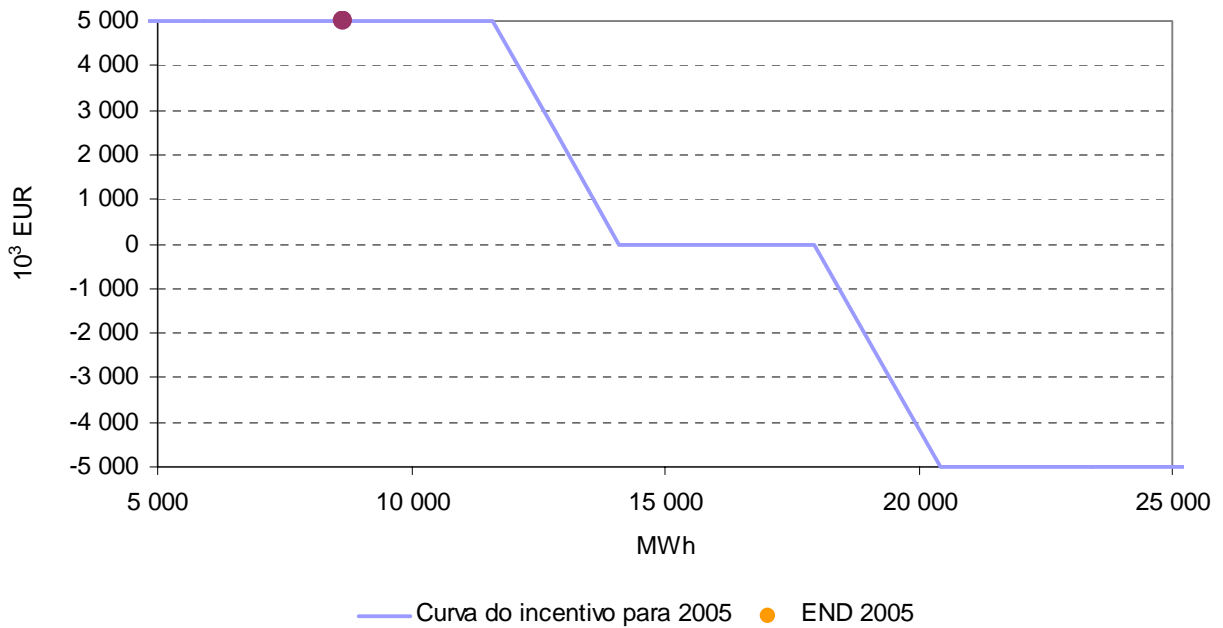
O valor do incentivo à continuidade de serviço depende do valor de energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função tipo “banda morta” com limites máximos estabelecidos, conforme esquematizado na Figura 3-12.

Figura 3-12 – Mecanismo de Incentivo à Continuidade de Serviço



Em 2005 o valor de energia não distribuída foi inferior a $ENF_{Ref-\Delta V}$ correspondendo ao valor máximo do incentivo, i.e., 5 milhões de euros como representado na Figura 3-13.

Figura 3-13 – Mecanismo de Incentivo à Continuidade de Serviço



O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) debruça-se sobre a qualidade de serviço técnica (continuidade de serviço e qualidade de onda de tensão) e sobre a qualidade de serviço comercial (relacionamento entre o comercializador/distribuidor e o cliente), definindo:

- Competências, responsabilidades e obrigações.
- Indicadores e padrões.

- Compensações a pagar aos consumidores quando são excedidos os padrões dos indicadores individuais.
- Obrigações de verificação da qualidade de serviço - Planos de Monitorização.
- Obrigações de divulgação da informação - Relatórios da Qualidade de Serviço.
- Disposições relativas a clientes com necessidades especiais.

As disposições de natureza técnica do RQS e a sua publicação são da responsabilidade da Direcção-Geral de Geologia e Energia, organismo do Ministério da Economia e da Inovação.

A ERSE propõe as disposições de natureza comercial do RQS e é responsável pela fiscalização da aplicação do regulamento.

O RQS define indicadores gerais de continuidade de serviço e indicadores individuais de continuidade de serviço.

A zona geográfica de qualidade de serviço em que uma determinada instalação de cliente se insere depende do número de clientes da localidade onde esta se situa:

- Zona A - Capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 clientes.
- Zona B - Localidades com mais de 2500 e menos de 25 000 clientes.
- Zona C - Localidades com menos de 2500 clientes.

O Quadro 3-9 apresenta os indicadores gerais de continuidade de serviço definidos no RQS. Os indicadores gerais aplicam-se a interrupções longas ($t > 3$ minutos) e excluem interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, de serviço ou de segurança, acordo com o cliente e facto imputável ao cliente.

Quadro 3-9 – Indicadores gerais de continuidade de serviço

| Transporte | Distribuição | |
|-------------|--------------|-------------|
| | Redes MT | Redes BT |
| ENF (MWh) | END (MWh) | |
| TIE (h) | TIEPI (h) | |
| SAIFI | SAIFI | SAIFI |
| SAIDI (min) | SAIDI (min) | SAIDI (min) |
| SARI | | |

ENF: Energia Não Fornecida
 END: Energia Não Distribuída
 TIEPI: Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
 TIE: Tempo de Interrupção Equivalente
 SAIFI: Frequência média de interrupções do sistema
 SAIDI: Duração média das interrupções do sistema
 SARI: Tempo médio de reposição de serviço do sistema

O RQS define valores-padrão para os indicadores gerais de continuidade de serviço, que se apresentam no Quadro 3-10 em função da zona geográfica de qualidade de serviço e do nível de tensão.

Quadro 3-10 – Valores-padrão para os indicadores gerais de continuidade de serviço

| Indicador | Nível de tensão | Zona | Padrão |
|-----------------------------|-----------------|------|--------|
| TIEPI (h/ano) | MT | A | 2 |
| | | B | 4 |
| | | C | 12 |
| SAIFI (interrupções/ano) | MT e BT | A | 3 |
| | | B | 6 |
| | | C | 9 |
| SAIDI (h/ano) | MT | A | 3 |
| | | B | 5 |
| | | C | 12 |
| | BT | A | 4 |
| | | B | 8 |
| | | C | 14 |

A título de exemplo, a Figura 3-14 e a Figura 3-15 apresentam a evolução de dois indicadores gerais de continuidade de serviço: o SAIFI (frequência média das interrupções do sistema) e o SAIDI (duração média das interrupções do sistema). Apresentam-se as evoluções dos últimos cinco anos dos indicadores SAIFI e SAIDI em MT e BT, discriminados por zonas geográficas de qualidade de serviço A, B e C.

Figura 3-14 – Evolução do SAIFI - frequência média das interrupções do sistema

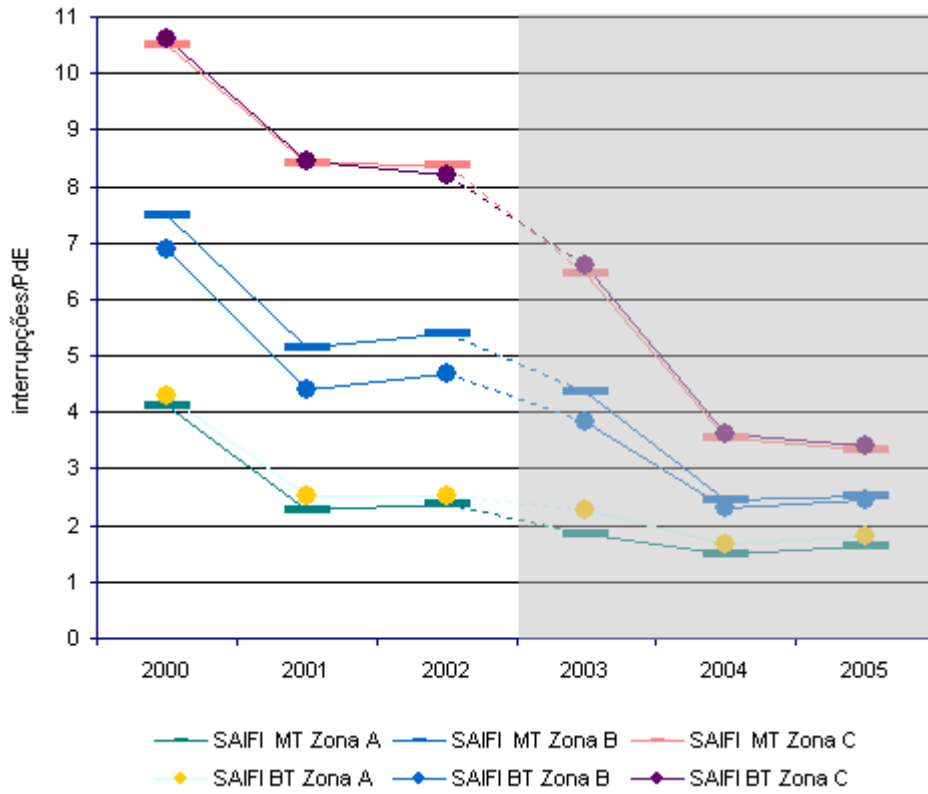
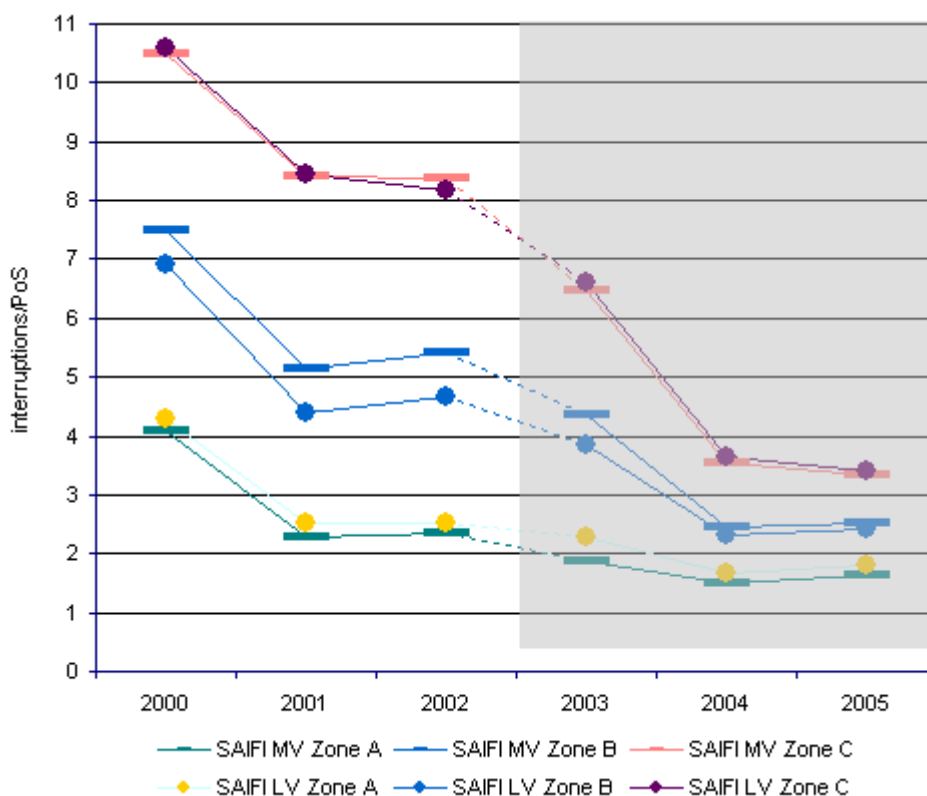


Figura 3-15 – Evolução do SAIDI - duração média das interrupções do sistema



Nota: Até 2003 as zonas geográficas estavam delimitadas da seguinte forma: Zona A - localidades com mais de 25 000 clientes; Zona B - Localidades com mais de 5000 e menos de 25 000 clientes; Zona C - Localidades com menos de 5000 clientes.

Os indicadores individuais de continuidade de serviço definidos no RQS são:

- Número de interrupções por ano.
- Duração das interrupções (horas/ano).

O Quadro 3-11 apresenta os valores-padrão para os indicadores individuais de continuidade de serviço, em função da zona geográfica de qualidade de serviço e do nível de tensão a que o cliente está ligado.

Quadro 3-11 – Valores-padrão para os indicadores individuais de continuidade de serviço

| | | Níveis de tensão | | | | |
|--------------------------------------|------|------------------|----|----|----|--|
| | | MAT | AT | MT | BT | |
| Nº de interrupções por ano | 3 | 8 | 8 | 12 | A | Z o n a |
| | | | 18 | 23 | B | |
| | | | 30 | 36 | C | |
| Duração das interrupções (horas/ano) | 0,45 | 4 | 4 | 6 | A | Z o n a |
| | | | 8 | 10 | B | |
| | | | 16 | 20 | C | |

Em caso de incumprimento dos padrões associados aos indicadores individuais de continuidade de serviço, os clientes têm direito a receber uma compensação. As fórmulas de cálculo do montante de compensação, a ser pago pelos operadores das redes aos clientes, por incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de continuidade de serviço, são as seguintes:

- Compensação por incumprimento do padrão relativo ao número de interrupções:

$$CN = [(NI - NIP)] \times FC$$

em que:

CN - valor da compensação, em euros

NI - número de interrupções

NIP - padrão associado ao número de interrupções

FC - factor de compensação (2005):

- 1 € - clientes de BT, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA
- 5 € - restantes clientes de BT
- 20 € - clientes de MT
- 100 € - clientes de AT e MAT

- Compensação por incumprimento do padrão relativo à duração das interrupções:

$$CD = [(DI - DIP)] \times PC \times KC$$

em que:

CD - valor da compensação, em euros

DI - duração total das interrupções, em horas

DIP - padrão associado à duração das interrupções

PC - potência contratada, em kW

KC - valor unitário de compensação da duração das interrupções (2005):

- 0,365 €/kWh - clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA (BTN)
- 0,313 €/kWh - clientes em BT com potência contratada superior 41,4 kVA (BTE)
- 0,293 €/kWh - clientes em MT
- 0,167 €/kWh - clientes em AT e MAT

Quando se verifique o incumprimento dos dois padrões indicados no referido quadro, será paga a compensação mais elevada. Quando o valor da compensação a atribuir ao cliente for inferior a 2,5 € (cliente de BT) ou 5 € (para os restantes clientes) o valor reverte para um fundo de investimento.

O pagamento das compensações pelo incumprimento dos indicadores individuais de continuidade de serviço pelas empresas é automático desde 2004. O Quadro 3-12 apresenta o valor de compensações devidas pelo incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço em 2005.

Quadro 3-12 – Compensações por incumprimento dos indicadores individuais de continuidade de serviço em 2005

| Nível de tensão | Número de incumprimentos | Valor das compensações (€) | Valor para o fundo de investimentos (€) |
|-----------------|--------------------------|----------------------------|---|
| AT | 2 | 1039,58 | 0,0 |
| MT | 468 | 70084,62 | 1613,93 |
| BTE | 448 | 28621,78 | 1043,94 |
| BTN | 87119 | 571386,26 | 76479,35 |
| Total | 88037 | 671132,24 | 79137,22 |

O RQS estabelece as características principais da onda de tensão de alimentação, a respeitar no ponto de entrega ao cliente em condições normais de exploração, nomeadamente no que se refere a:

- Frequência.
- Variações na amplitude da tensão de alimentação.

- Tremulação (“flicker”).
- Distorção harmónica.
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.
- Cavas de tensão.

Para a análise da qualidade da onda de tensão, o RQS utiliza como referência técnica, entre outras, a norma NP EN 50160 “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica”, publicada pelo CENELEC e transposta para Portugal.

A qualidade de serviço comercial está associada ao nível de atendimento de que beneficiam os clientes no seu relacionamento comercial com os seus fornecedores de energia eléctrica.

Os indicadores gerais de qualidade de serviço comercial e os correspondentes padrões são apresentados no Quadro 3-13.

Quadro 3-13 – Indicadores e padrões gerais de qualidade de serviço comercial

| Indicador geral | Padrão (%) | Valor verificado em 2005 (%) |
|--|------------|------------------------------|
| Percentagem de atendimentos com tempo de espera até 60 segundos no atendimento telefónico centralizado | 80 | 95,0 |
| Percentagem de atendimentos com tempo de espera até 20 minutos nos centros de atendimento | 90 | 93,5 |
| Percentagem de reclamações apreciadas e respondidas até 15 dias úteis | 95 | 98,6 |
| Percentagem de pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 15 dias úteis | 90 | 94,2 |
| Percentagem de clientes em BTN com, pelos menos, uma leitura anual do contador | 98 | 95,2 |
| Percentagem de orçamentos de ramais e chegadas de BT elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis | 95 | 99,7 |
| Percentagem de ramais e chegadas em BT executados no prazo máximo de 20 dias úteis | 95 | 98,8 |
| Percentagem de ligações à rede de instalações de BT executadas no prazo máximo de 2 dias úteis, após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica | 90 | 97,7 |
| Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço de até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais | 80 | 96,6 |

O RQS define padrões individuais de qualidade de serviço comercial que representam compromissos de qualidade de serviço estabelecidos entre os distribuidores e os seus clientes, individualmente, e que em caso de incumprimento obriga o distribuidor a compensar o cliente. O RQS define seis padrões individuais de qualidade comercial:

- Visitas às instalações dos clientes, que devem ocorrer no intervalo de 3 horas combinado.
- Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica, que devem ocorrer no prazo de 4 horas (Zona A e B) ou 5 horas (zona C).
- Retoma do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente, que devem ocorrer no prazo máximo de 8 horas, no caso da MT, ou até às 17 horas do dia útil seguinte, no caso da BT.
- Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança, que devem ocorrer no prazo máximo de 15 dias úteis.
- Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão, que devem ocorrer no prazo máximo de 15 dias úteis.
- Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem, que devem ocorrer no prazo máximo de 15 dias úteis.

O não cumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial implica o pagamento de uma compensação aos clientes afectados com os seguintes valores:

- 15 € no caso de clientes de BT, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.
- 25 € para os restantes clientes de BT.
- 75 € para os restantes clientes.

Durante o ano de 2005 foram pagas 1806 compensações, a que correspondeu um montante de cerca de 27 620 €.

O RQS estabelece um conjunto de disposições destinadas a salvaguardar a existência de um relacionamento comercial de qualidade entre os distribuidores e os clientes com necessidades especiais, designadamente no que diz respeito ao acesso à informação e ao pré-aviso de interrupção programada no caso de clientes com dependência de equipamentos médicos eléctricos.

São considerados clientes com necessidades especiais:

- Os deficientes motores impossibilitados de se deslocarem sem o recurso a cadeira de rodas.
- Os deficientes visuais com cegueira total.
- Os deficientes auditivos com surdez total.
- Os dependentes de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência cujo funcionamento é assegurado pela rede eléctrica.

Os distribuidores devem manter um registo permanentemente actualizado dos clientes com necessidades especiais, cabendo ao cliente a iniciativa de solicitar o registo.

No que respeita aos clientes com dependência de equipamento médico eléctrico, o distribuidor deve acordar um meio de contacto preferencial, bem como efectuar um pré-aviso personalizado com uma antecedência mínima de 36 horas relativamente a interrupções programadas. No que concerne à relação comercial com os restantes tipos de clientes com necessidades especiais, o distribuidor deve garantir uma relação comercial de qualidade, nomeadamente através de adequados meios de informação.

O RQS estabelece a obrigatoriedade da concessionária da rede de transporte e dos distribuidores elaborarem um relatório anual sobre qualidade de serviço. O regulamento estipula os conteúdos mínimos e o prazo limite para elaboração. Também estabelece que a ERSE elabora o seu relatório anual sobre qualidade de serviço.

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:

- 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.
- 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.

Esse mesmo regulamento define o tipo de encargos que podem ser solicitados ao requisitante de ligação à rede, estabelecendo os princípios que orientam a repartição desses encargos, bem como as formas de pagamento e o seu eventual faseamento.

Os encargos resultantes da construção dos elementos de ligação para uso exclusivo são suportados integralmente pelos requisitantes das ligações.

Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado devem ser repartidos pelos diversos requisitantes, aplicando-se um preço aprovado pela ERSE que dependerá da distância e potência requisitada.

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 deve ser função da potência requisitada, cabendo à ERSE estabelecer as condições e os valores respectivos.

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

Em sede de informação, a regulamentação estabelece a obrigação de o 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 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 estabelecidas 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 que a ligação da instalação de produção à rede receptora é feita por um ramal construído por iniciativa do produtor de energia eléctrica. Os encargos associados à construção da ligação são da responsabilidade do produtor quando a ligação se destina a uso exclusivo do produtor. Quando um ramal é utilizado por mais de um produtor, os encargos com a construção dos troços comuns são repartidos na proporção da potência a contratar. Sempre que um ramal passe a ser utilizado 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 COMPENSAÇÃO

Em Portugal continental só existe uma área de balanço, correspondente a todo o território.

A REN, através do Gestor de Sistema, é a entidade responsável pelo equilíbrio entre geração e consumo, sendo a energia de balanço fornecida pelos geradores pertencentes ao Sistema Eléctrico de Serviço Público, mobilizados de acordo com a ordem de mérito estabelecida com base no custo variável de produção.

No Sistema Eléctrico não Vinculado, o mecanismo específico de balanço diz respeito aos desvios ocorridos entre os programas previstos de geração e de consumo e os correspondentes valores medidos para cada produtor e os seus clientes.

Os produtores enviam os programas de produção e consumo para o Gestor de Ofertas (uma função do Operador da Rede de Transporte) sendo responsáveis pelo pagamento dos encargos resultantes dos desvios associados à sua carteira de produção e de consumos.

Os períodos de acerto de contas são fixos e têm a duração de um hora, devendo os programas de geração e consumo serem entregues até às 10:00 horas, para cada hora da semana que começa no dia seguinte.

Os programas de geração e consumo entregues podem ser alterados até às:

- 10:00 horas, para o período das 12:00 às 24:00 do próprio dia.
- 21:45 horas, para o período das 0:00 às 24:00 do dia seguinte.

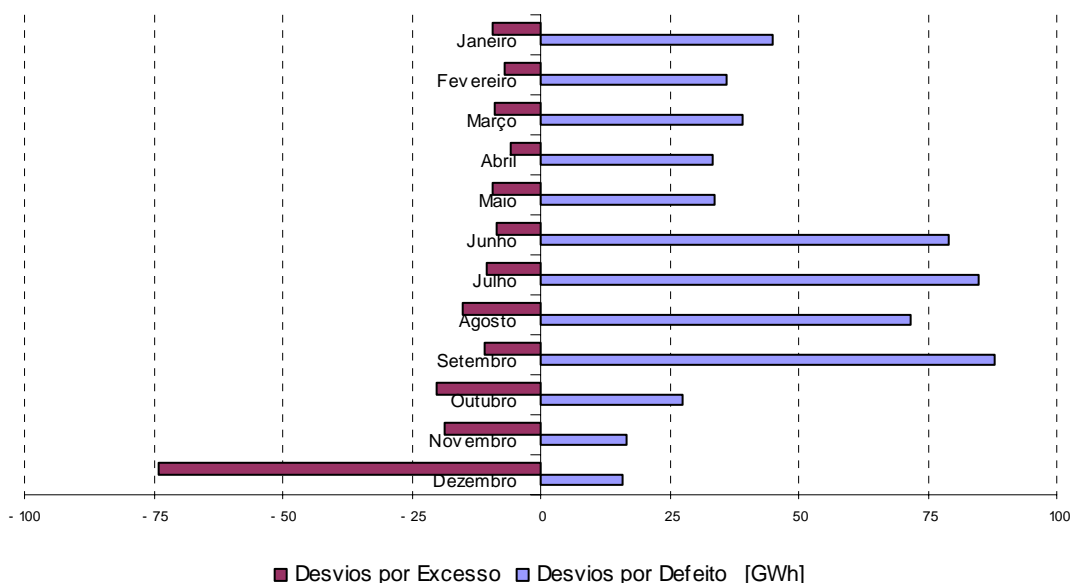
Os preços pagos dependem do tipo de desvio (por defeito ou por excesso) e estão relacionados com o preço da energia activa da tarifa de Energia e Potência por coeficientes que podem ser maiores ou menores que 1.

O desequilíbrio entre geração e consumo resulta em dois tipos de desvios:

- Desvios por defeito: quando o consumo, do ponto de vista da rede, é maior que o previsto. Neste caso, os agentes do sistema não vinculado pagam uma penalização ao Gestor de Ofertas correspondente à parte do consumo satisfeita pelas centrais do SEP.
- Desvios por excesso: quando o consumo, do ponto de vista da rede, é menor que o previsto. Neste caso, é o Gestor de Ofertas que paga aos agentes do sistema não vinculado a energia em excesso injectada na rede.

Na Figura 3-16 apresenta-se a evolução das energias de desvio ao longo de 2005. A azul estão representados os desvios por defeito e a vermelho os desvios por excesso.

Figura 3-16 – Evolução dos desvios no SENV (2005)



Fonte: REN

O Quadro 3-14 apresenta o valor total anual das energias de desvio por excesso e por defeito, bem como a sua valorização. O desvio unitário registou um valor médio anual de 24,61 €/MWh e 79,39 €/MWh, respectivamente, para desvios por excesso e por defeito.

Quadro 3-14 – Desvio total anual e valores unitários no SENV (2005)

| | Unidade | Valor |
|-------------------------------------|---------|---------------|
| Desvio por excesso | MWh | 198 718 |
| Valorização dos desvios por excesso | EUR | 4 890 059,13 |
| Desvio unitário por excesso | €/MWh | 24,61 |
| Desvio por defeito | MWh | 570 827 |
| Valorização dos desvios por defeito | EUR | 45 316 790,78 |
| Desvio unitário por defeito | €/MWh | 79,39 |

Fonte: REN

3.1.4 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES

Conforme já referido o sistema eléctrico português é constituído por três subsistemas que correspondem às áreas geográficas de Portugal continental e às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

De seguida analisam-se as questões relativas à efectiva separação de actividades dos operadores de redes que operam em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

3.1.4.1 PORTUGAL CONTINENTAL

Conforme já anteriormente mencionado, em Portugal continental existe um operador da rede de transporte e 11 operadores da rede de distribuição.

3.1.4.1.1 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

O operador da rede de transporte (REN) é independente, do ponto de vista jurídico e patrimonial, das restantes actividades do sector eléctrico.

A REN é uma entidade juridicamente autónoma das empresas de produção e comercialização de energia eléctrica, pertencendo o seu capital social 70% ao Estado e 30% à EDP, S.A., *holding* do Grupo EDP.

O operador da rede de transporte é responsável pelo desempenho de diversas actividades, que incluem, para além do transporte de energia eléctrica, a gestão global do sistema, a função de acerto de contas das transacções efectuadas no mercado liberalizado e ainda uma função designada por Agente Comercial que é responsável pela aquisição e venda da energia associada aos contratos existentes de aquisição de energia (CAE) de longo prazo. Está prevista a cessação destes contratos de aquisição de energia eléctrica de longo prazo por opção dos produtores. Enquanto tal não se verificar, o Agente Comercial manterá a responsabilidade pela gestão dos contratos que não cessarem, ficando obrigado a vender a energia eléctrica produzida no âmbito destes contratos no mercado.

A regulamentação do sector eléctrico estabelece um conjunto de regras, que se resumem seguidamente, 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 contratos existentes de aquisição de energia (CAE) de longo prazo é uma função desempenhada pelo Agente Comercial que actua de forma independente (separação contabilística e organizativa) relativamente às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e Gestão Global de Sistema.

A informação comercialmente sensível obtida 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 dispor de independência no exercício das suas competências funcionais, no que se refere às relações entre eles, bem como com outros agentes. 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 consagradas nos Códigos de Conduta. Os resultados destas auditorias são enviados à ERSE.

SEPARAÇÃO CONTABILÍSTICA

Relativamente à separação contabilística, o Regulamento Tarifário, emitido pela ERSE, 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 serem 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

Pelo facto de ainda se manterem em vigor os contratos de aquisição de energia de longo prazo que foram celebrados entre os produtores vinculados e a REN, esta empresa continua a desempenhar simultaneamente actividades de operador de rede de transporte e actividades de aquisição e venda da energia eléctrica associada àqueles contratos.

Para limitar os inconvenientes desta situação, a regulamentação do sector eléctrico estabelece um conjunto de princípios, regras e procedimentos, destinados a assegurar a independência das diferentes actividades.

Os Códigos de Conduta anteriormente referidos foram já objecto de análise da ERSE, tendo sido identificados diversos aspectos susceptíveis de aperfeiçoamento que já foram comunicados à REN.

3.1.4.1.2 OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

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

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

A EDP Distribuição e 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 separação entre a actividade de operação de redes e a actividade de comercialização de último recurso é realizada em termos contabilísticos e organizativos no caso da EDP Distribuição. 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.

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.

Os Códigos de Conduta anteriormente referidos correspondem ao programa de conformidade previsto na alínea d) do n.º 2 do artigo 15.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 consagradas nos Códigos de Conduta. Os resultados destas auditorias são enviados 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

A imagem da EDP Distribuição, 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 “logo” 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, que se registaram em 2005.

Em primeiro lugar, registam-se as transacções relacionadas com a compra de energia eléctrica no âmbito da parcela livre do SEP. A compra de energia no âmbito da parcela livre do SEP está enquadrada por um conjunto de contratos celebrados entre a EDP Distribuição e as seguintes empresas do Grupo EDP: EDP Comercial, S.A, EDP Produção (contrato com ex-CPPE), Grupo Hidrocantábrico e EDP Energia Ibérica, S.A.

Outro grupo importante de transacções corresponde às transacções relacionadas com Fornecimentos e Serviços Externos (FSE). Cerca de 70% do montante dos FSE são efectuados por empresas do grupo. É na actividade regulada de Comercialização que este montante é mais elevado. Nesta actividade, o peso das empresas do grupo EDP é de 90%. Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica as empresas do grupo têm menos peso, atingindo este valor cerca de 50% do montante total de FSE. No que diz respeito à actividade de Comercialização de Redes o peso das empresas do grupo nos FSE foi nesse ano de 78%. As principais empresas com que se relaciona a EDP Distribuição são a EDP Soluções Comerciais e a Holding, para os FSE Comerciais, a Labelec para a conservação do imobilizado e, ainda, a EDP Valor, a EDP Estudos e Consultoria e o Grupo Oni, para os FSE indirectos.

Importa ainda referir que o financiamento da EDP Distribuição se efectua através da *Holding*.

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

PRINCIPAIS PROBLEMAS IDENTIFICADOS

A coexistência na mesma empresa das actividades de distribuição de energia eléctrica e de comercialização de último recurso constitui o maior entrave à existência de uma efectiva separação de actividades, nos termos previstos na Directiva 2003/54/CE.

Apesar das medidas regulamentares anteriormente referidas para limitar os inconvenientes desta situação, impõe-se a separação jurídica destas duas actividades por forma a tornar ainda mais clara a neutralidade do operador da rede de distribuição face aos restantes agentes que actuam no mercado de energia eléctrica.

O acesso à informação sobre as instalações ligadas às redes de distribuição deve ser concedido de forma não discriminatória a todos os agentes, tendo em conta a legislação sobre protecção de dados pessoais. O facto de a gestão do processo de mudança de comercializador estar atribuído ao operador da rede de distribuição é mais uma razão que aconselha a que a separação jurídica se concretize com a brevidade possível.

A legislação que transpõe a Directiva 2003/54/CE para o ordenamento jurídico nacional prevê a separação jurídica entre as actividades de distribuição e de comercialização de último recurso. Assim, a EDP Distribuição deverá dar origem a duas empresas, uma dedicada à distribuição de energia eléctrica e a outra dedicada à comercialização de último recurso.

Um outro problema que importa melhorar diz respeito à imagem do operador da rede de distribuição 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 não dispor de uma página na Internet completamente autónoma 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.

O Código de Conduta anteriormente referido foi já objecto de análise da ERSE, tendo sido identificados diversos aspectos susceptíveis de aperfeiçoamento que já foram comunicados à EDP Distribuição.

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.

A liberalização dos sectores eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ainda não se iniciou. Todos os clientes são abastecidos pelas empresas anteriormente referidas.

Até 2005, a EDA foi detida em 90% pelo Governo regional dos Açores e em 10% pela EDP, SA. No início de 2005, o Governo Regional decidiu alienar 39,9% do capital da empresa em duas fases atribuindo 33,92% para uma primeira fase aberta a concurso a entidades especialmente qualificadas, e 5,98% para uma segunda fase, dedicada a trabalhadores e a pequenos subscritores. A primeira fase terminou no início de Julho, tendo sido declarada vencedora a sociedade ESA - Energia e Serviço dos Açores, S.G.P.S., S.A., entidade composta pelas sociedades Bensaúde Participações, S.G.P.S., S.A., BENSÁUDE, S.A., BENTRANS - Carga e Transitários, S.A., Agência Açoriana de Viagens, S.A., Banco Espírito Santo, S.A., Banco Espírito Santo dos Açores, e STDP - Sociedade Transnacional de Desenvolvimento de Participações, S.G.P.S., S.A. A segunda fase decorrerá durante o próximo mês de Agosto.

O capital social da EEM pertence totalmente ao Governo Regional 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.

A separação de actividades é realizada em termos contabilísticos, 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.

PRINCIPAIS PROBLEMAS IDENTIFICADOS

Nas Regiões Autónomas, os clientes em média e alta tensão têm o direito a escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. O facto é que até à presente data nenhum cliente exerceu esse direito. Esta situação resulta, por um lado, da falta de agentes do lado da oferta de energia eléctrica, e, por outro lado, da existência de um mecanismo de convergência tarifária entre os sistemas eléctricos do continente e das Regiões Autónomas ao nível dos comercializadores de último recurso.

A coexistência na mesma empresa das actividades de produção, de distribuição de energia eléctrica e de comercialização de último recurso constitui um entrave à existência de uma efectiva separação de actividades, nos termos previstos na Directiva 2003/54/CE. Importa ainda referir que a EDA e a EEM desenvolvem igualmente actividades na produção de energia eléctrica.

Finalmente, importa sublinhar que sem o aparecimento de novos produtores de energia eléctrica que actuem junto dos clientes elegíveis, desenvolvimento que não é facilitado pela pequena dimensão destes sistemas eléctricos, dificilmente se assistirá à liberalização efectiva dos sectores eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

3.2 CONCORRÊNCIA

3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

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

Em Portugal continental coexistem no âmbito da produção ordinária, produtores que participam no mercado organizado ou através de contratação bilateral, com produtores que celebraram no passado contratos de aquisição de energia de longo prazo (CAE).

Estando prevista a cessação dos contratos de longo prazo (CAE), a situação geral da produção ordinária passará a ser de participação no mercado. Para os casos em que esta cessação não venha a ocorrer, a gestão dos contratos existentes de aquisição de energia de longo prazo será efectuada pelo agente comercial, actualmente uma função interna da REN, que fica obrigado a vender a energia destas centrais no mercado.

Não tendo sido até à presente data cessado qualquer contrato de aquisição de energia eléctrica de longo prazo, o agente comercial (anteriormente designado por agente comercial do SEP) é responsável pela gestão integral destes contratos, sendo estes utilizados para abastecer em exclusivo os fornecimentos dos comercializadores de último recurso (fornecimentos do SEP de acordo com a designação anterior). Importa acrescentar que durante esta situação transitória os comercializadores de último recurso no âmbito da sua actividade de compra e venda de energia eléctrica podem adquirir no mercado 8% das suas necessidades de energia. No futuro e após a cessação dos contratos existentes de aquisição de energia de longo prazo, cada comercializador de último recurso será responsável pela compra e venda da totalidade da energia para abastecimento dos seus clientes.

Quanto à produção em regime especial (renováveis, resíduos e cogeração) esta não participa no mercado sendo os produtores remunerados de acordo com preços fixados administrativamente pelo governo, que incluem a atribuição de prémios face aos preços da produção ordinária. Estes prémios originam um diferencial de custo entre a produção em regime especial e a produção ordinária que é incluído na tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores de energia eléctrica pelo acesso às redes. Estes produtores não concorrem entre eles, nem com os restantes produtores.

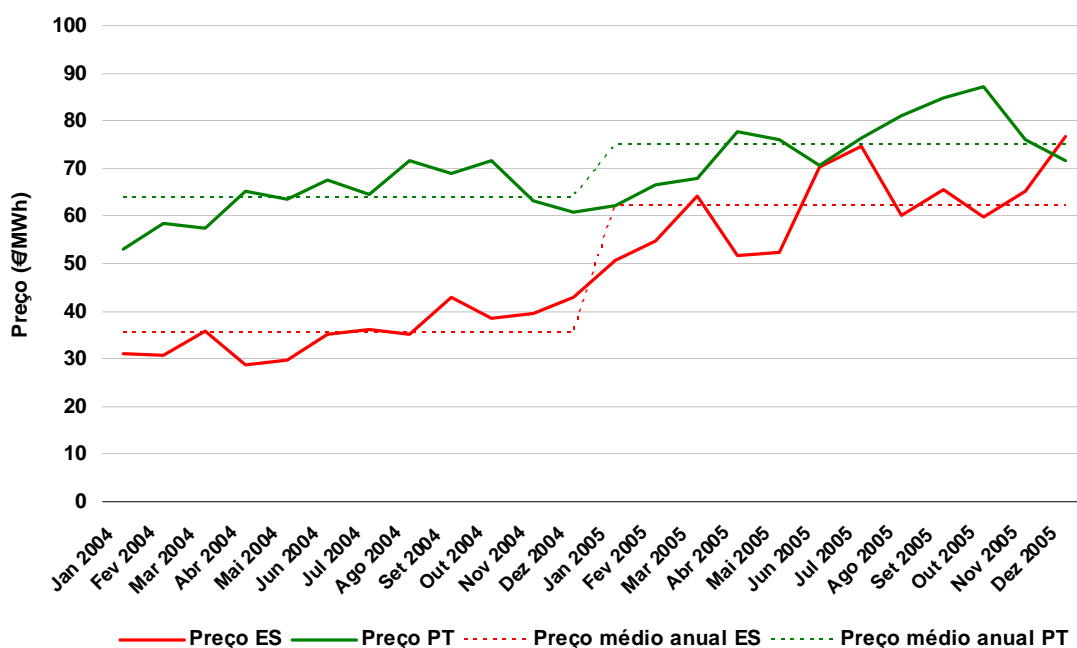
Presentemente o comercializador de último recurso e portanto os seus clientes (anteriormente designados por clientes do SEP) detém a obrigação de compra da energia da produção em regime especial.

Em resultado da caracterização apresentada que será alterada após a cessação efectiva dos contratos existentes de aquisição de energia de longo prazo, os fornecimentos no âmbito do mercado liberalizado são actualmente satisfeitos por alguns produtores ordinários instalados em Portugal que participam no mercado e através de importações do mercado espanhol.

A não existência de um mercado organizado em Portugal determina que não se possa caracterizar o mercado grossista de energia eléctrica com a inclusão de informação resultante das transacções aí efectuadas. Na realidade, a criação do Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL) estabelece a existência de dois pólos de contratação: um pólo de contratação diária (sedeado em Espanha) e um outro para a contratação a prazo (sedeado em Portugal e que iniciou operações em início de Julho de 2006), sendo os custos de produção associados ao SEP e à produção em regime especial regularmente publicados pela ERSE.

A Figura 3-17 compara os custos de aquisição de energia eléctrica em Portugal (através dos Contratos de Aquisição de Energia, CAE, com as centrais vinculadas) e em Espanha (no mercado organizado). Em Portugal, o custo unitário foi determinado a partir dos encargos fixos e variáveis dos CAE e inclui o balanço comercial da interligação (saldo importador). Em Espanha, o custo unitário representa o preço médio mensal no mercado calculado a partir do preço final no OMEL para as unidades de produção, o qual inclui pagamentos de garantia de potência, resolução de restrições, mercados intradiários e sobrecusto de serviços de sistema. O referencial de quantidades dos custos unitários é a emissão nas centrais.

Figura 3-17 – Evolução dos custos unitários de aquisição de energia eléctrica em Portugal e Espanha

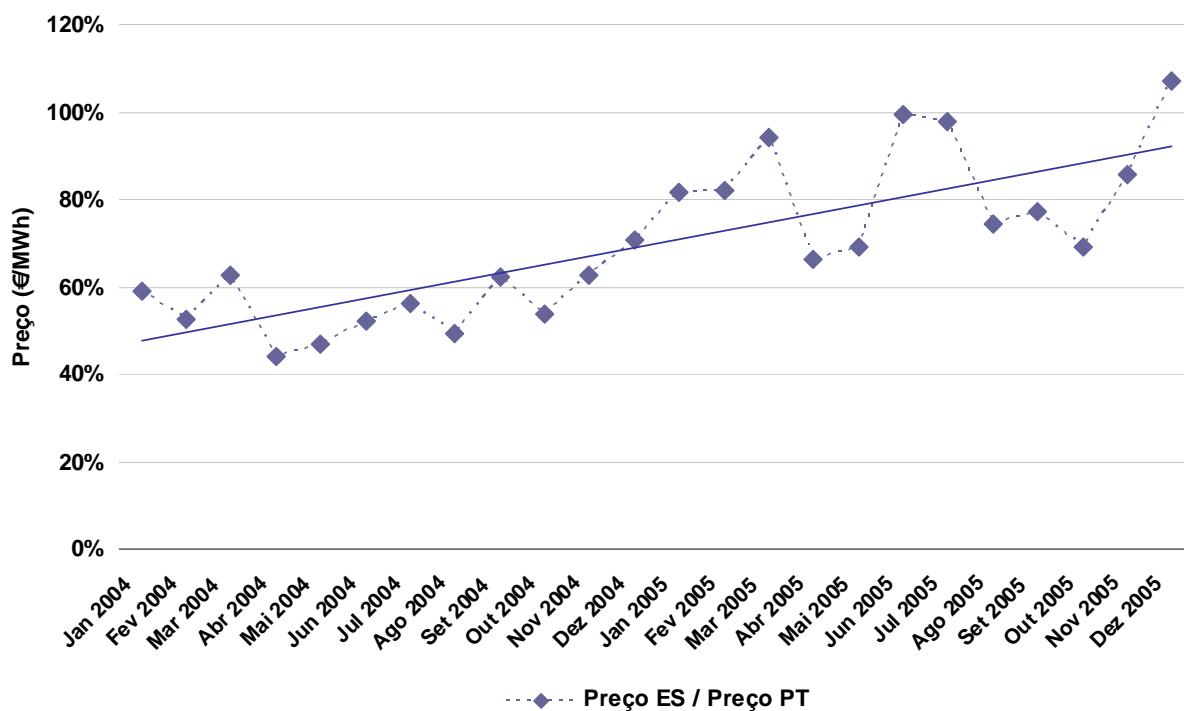


Fonte: REN, ERSE, OMEL

A evolução dos custos unitários de produção de energia eléctrica em Portugal e Espanha tem sido um dos factores mais importantes para impulsionar o mercado liberalizado em Portugal, já que uma parte significativa da energia consumida no mercado liberalizado português provém de Espanha, em resposta ao sinal de preço mais favorável que o sector eléctrico espanhol apresenta. Contudo, a evolução recente, apresentada na Figura 3-17, parece apontar no sentido de uma convergência dos custos unitários de produção de energia eléctrica entre os dois países, facto que poderá ajudar a explicar a diminuição do ritmo de crescimento do mercado liberalizado português nos últimos meses de 2005, como adiante de poderá observar.

Na Figura 3-18 é apresentado rácio de preços entre Espanha e Portugal, bem como a respectiva tendência ao longo do período analisado, que poderá ajudar a perceber a evolução relativa dos preços nos dois países.

Figura 3-18 – Rácio entre o preço de mercado em Espanha e os custos unitários de produção em Portugal



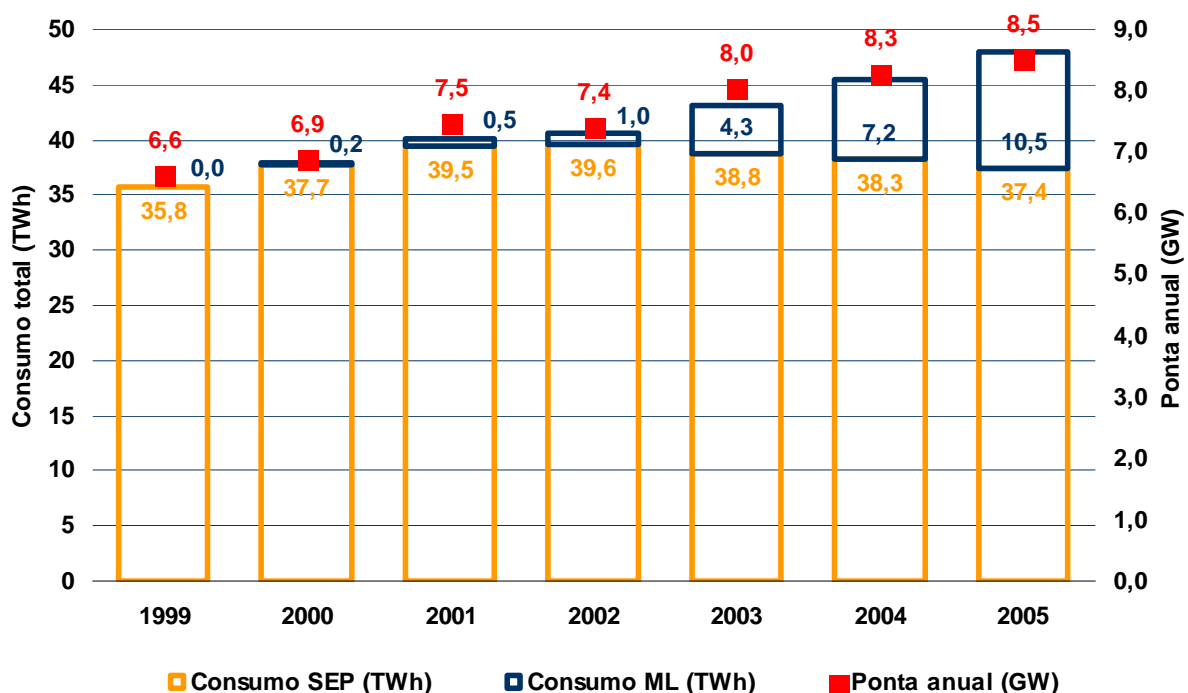
SATISFAÇÃO DO CONSUMO NACIONAL

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 SEP, do mercado liberalizado e da produção em regime especial, bem como o saldo importador de energia eléctrica.

O consumo total referido à emissão em Portugal continental tem vindo a aumentar sustentadamente desde 1999, registando-se em 2005 um crescimento face a 2004 na ordem de 5,4%. Por outro lado, a parcela do consumo total que se destina ao ML tem vindo a crescer igualmente de forma continuada, representando em final de 2005 aproximadamente 21,7%.

A Figura 3-19 apresenta a evolução do consumo anual referido à emissão, quer do SEP, quer do ML, desde 1999 até 2005, obtendo-se o total nacional por simples adição das duas parcelas. A mesma figura apresenta, ainda, a evolução da ponta anual do sistema para o mesmo período.

**Figura 3-19 – Evolução do consumo anual referido à emissão e da ponta anual
Portugal continental**



Fonte: REN

Em Portugal o operador do sistema tem como função o despacho centralizado de todas as centrais do SEP, com as quais a REN tem Contratos de Aquisição de Energia (CAE), de muito longo prazo, e recebe o programa de produção das centrais do ML, estando disponível em cada período horário a informação relativa às quantidades produzidas por estas centrais. Relativamente às centrais de produção em regime especial, a informação relativa à sua produção é conhecida com algum atraso.

A contribuição dos diferentes produtores para a satisfação do consumo nacional é apresentada no Quadro 3-15, 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, por não ser possível obter valores de contribuição individual sem que se refira ao consumo com 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.

Em relação ao grupo EDP, este opera a produção de energia eléctrica quer no âmbito do SEP, quer no âmbito do mercado liberalizado, facto que surge evidenciado no Quadro 3-15, sendo que as duas restantes entidades mencionadas anteriormente são produtores vinculados ao sistema público.

**Quadro 3-15 – Contribuição para a satisfação do consumo nacional
Portugal continental**

| Contribuição para a satisfação do consumo nacional - Portugal Continental | | | | | | | (TWh) |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Grupo EDP | 23,9 | 24,6 | 27,7 | 24,7 | 27,5 | 24,3 | 24,1 |
| EDP _{SEP} | 23,5 | 24,0 | 26,9 | 24,2 | 26,6 | 20,5 | 18,8 |
| EDP _{ML} | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 0,5 | 0,9 | 3,8 | 5,3 |
| Tejo Energia | 4,8 | 4,6 | 4,0 | 4,8 | 4,2 | 4,4 | 4,7 |
| TURBOGÁS | 6,1 | 5,9 | 6,0 | 7,1 | 5,4 | 6,2 | 6,3 |
| EDIA | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| PRE | 2,3 | 2,5 | 2,6 | 2,8 | 3,7 | 4,5 | 6,5 |
| Importação | 0,0 | 0,9 | 0,2 | 1,9 | 2,8 | 6,5 | 6,8 |
| TOTAL (com bombagem) | 37,1 | 38,5 | 40,5 | 41,3 | 43,6 | 45,9 | 48,5 |

Fonte: REN

Em relação ao ano 2005, haverá a salientar a manutenção dos elevados valores de importação de energia eléctrica já registados em 2004, bem como o crescimento da produção do grupo EDP em mercado liberalizado. Por outro lado, a produção em regime especial registou, entre 2004 e 2005 um crescimento de aproximadamente 47%. A TURBOGÁS e a Tejo Energia, operadores de centrais térmicas no SEP, respectivamente a gás natural e a carvão, registam em 2005 aumentos de 2% (TURBOGÁS) e 6% (Tejo Energia) na energia produzida, face ao ano de 2004.

O grupo EDP, considerado de forma agregada, registou uma muito ligeira variação (decréscimo de cerca de 1%), sendo o aumento registado na produção em regime liberalizado anulado pela quebra de produção das centrais do grupo EDP agregadas no SEP. De qualquer modo, convirá esclarecer que, no âmbito do cálculo da energia produzida pelo grupo EDP não se considerou os valores de energia produzida pela Hidrocantábrico, 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.

O Quadro 3-16 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 3-16 – Contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional
Portugal continental**

| Contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional - Portugal Continental | | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Grupo EDP | 64,4% | 63,9% | 68,5% | 59,8% | 63,1% | 52,9% | 49,6% |
| EDP _{SEP} | 63,1% | 62,3% | 66,5% | 58,5% | 61,0% | 44,6% | 38,8% |
| EDP _{ML} | 1,2% | 1,6% | 1,9% | 1,2% | 2,1% | 8,3% | 10,8% |
| Tejo Energia | 13,0% | 11,9% | 9,9% | 11,6% | 9,6% | 9,6% | 9,7% |
| TURBOGÁS | 16,5% | 15,3% | 14,7% | 17,2% | 12,4% | 13,4% | 13,0% |
| EDIA | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,2% | 0,2% |
| PRE | 6,2% | 6,4% | 6,3% | 6,8% | 8,5% | 9,7% | 13,5% |
| Importação | 0,0% | 2,4% | 0,6% | 4,6% | 6,4% | 14,1% | 14,1% |
| TOTAL | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fonte: REN; elaboração ERSE

A evolução registada durante o ano de 2005, no que respeita à contribuição para a satisfação do consumo em Portugal continental, permite evidenciar dois aspectos centrais face a 2004: os aumentos da contribuição dos produtores em regime especial e do grupo EDP na sua componente de mercado liberalizado na satisfação do consumo nacional, bem como a redução da quota do grupo EDP globalmente considerado.

Os valores da contribuição do trânsito na interligação com Espanha, expresso no valor do saldo importador, mantêm-se aos níveis de 2004 e significativamente acima do registado entre 1999 e 2003, o que permite concluir por uma utilização mais efectiva da interligação como via de abastecimento do consumo nacional. Por outro lado, as quotas relativas aos restantes agentes, designadamente a TURBOGÁS e a Tejo Energia, permanecem sem alterações significativas entre 2004 e 2005.

Em termos de análise de concentração sectorial, no que à contribuição para a satisfação dos consumos totais diz respeito, são apresentados na Figura 3-20 os valores relativos ao cálculo dos índices Herfindhal (HHI), bem como à quota conjunta dos três principais operadores.

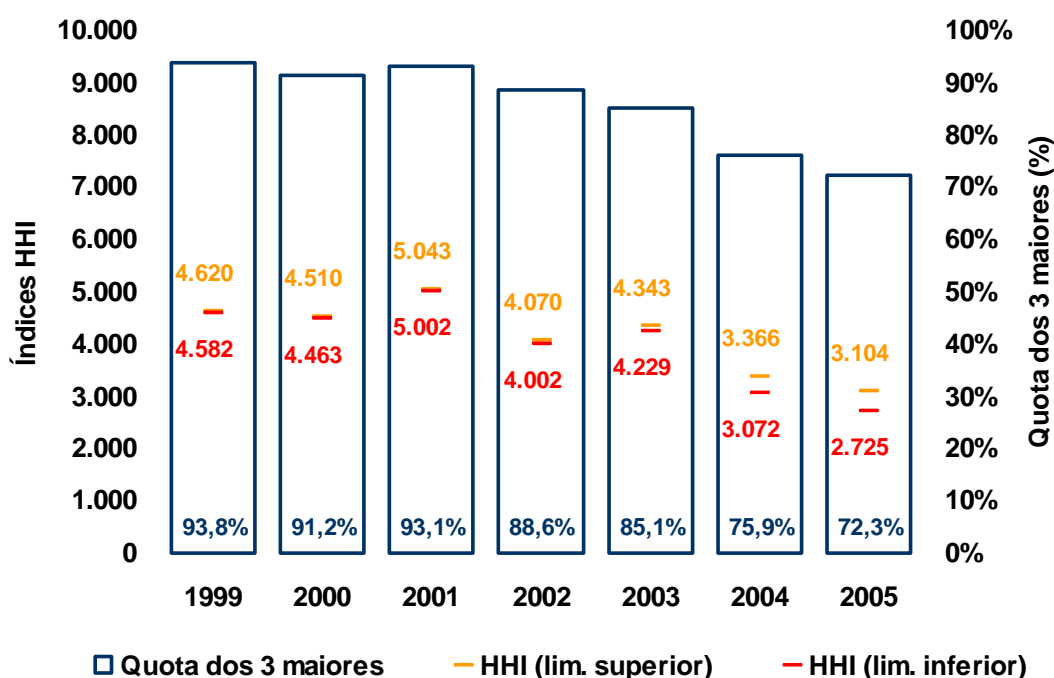
No apuramento da quota conjunta dos três maiores operadores são considerados os valores das entidades individuais, não considerando os valores agregados da produção em regime especial e da importação, cuja desagregação em entidades não é possível determinar. Assim, por exemplo para o ano de 2005, são somadas as quotas de participação do grupo EDP, da TURBOGÁS e da Tejo Energia, apesar de o agregado Importação ser o segundo maior do ano, conforme documenta o Quadro 3-16.

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 3-20 permite verificar que a quota relativa dos três principais produtores tem vindo a decair sustentadamente desde 2001, ainda que o índice HHI apresente uma evolução algo irregular. A

evolução em 2005 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 2004. Tal situação pode justificar-se em grande parte com a redução da quota do principal operador - o grupo EDP considerado agregadamente.

Figura 3-20 – Indicadores de concentração na contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional
Portugal continental

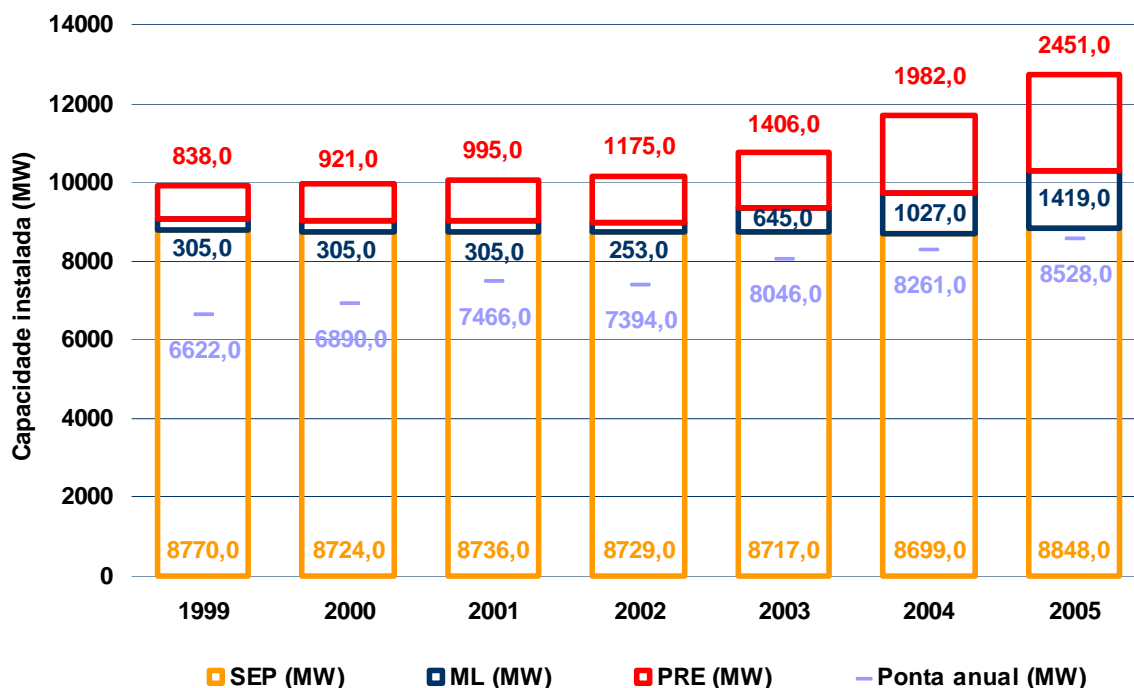


Outra importante via de análise do mercado grossista, assenta na caracterização do parque electroprodutor instalado, designadamente quanto à evolução da capacidade instalada total e à distribuição da capacidade instalada pelos diversos operadores.

A Figura 3-21 apresenta a evolução dos valores da capacidade instalada, desagregada entre a capacidade dos parques produtores do SEP e do mercado liberalizado e a capacidade atribuída aos produtores em regime especial¹², bem como a evolução da ponta anual.

¹² No caso da produção em regime especial, para efeitos de avaliação da capacidade instalada, considera-se a potência de ligação à rede pública de transporte e distribuição de energia eléctrica e, em alguns produtores térmicos (aderentes à Portaria n.º 399/2002), a potência instalada.

**Figura 3-21 – Evolução da capacidade instalada e da ponta anual
Portugal continental**



Fonte: REN

A Figura 3-21 permite observar um crescimento contínuo da capacidade do parque electroprodutor nacional, particularmente sensível a partir de 2001, registando em 2005 um valor de cerca de 12,7 GW, o que representou um aumento de 8,5% face a 2004.

Para o verificado aumento da capacidade do parque electroprodutor nacional contribuíram de forma mais evidente o crescimento das capacidades instaladas da produção em regime especial (acréscimo de cerca de 469 MW) e do mercado liberalizado (acréscimo de 392 MW, correspondente ao último grupo da central operada pela TER).

A distribuição relativa da capacidade instalada por entidade empresarial, com excepção do caso da produção em regime especial que apresenta as dificuldades atrás mencionadas, é apresentada no Quadro 3-17. Os valores referentes à capacidade de importação referem-se a valores médios anuais da capacidade comercial de importação na interligação em dias úteis, não existindo informação disponível para 1999.

Quadro 3-17 – Evolução da capacidade instalada

| Capacidade instalada | (MW) | | | | | | |
|--------------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Grupo EDP | 7.470 | 7.424 | 7.436 | 7.377 | 7.757 | 8.121 | 8.662 |
| Tejo Energia | 615 | 615 | 615 | 615 | 615 | 615 | 615 |
| TURBOGÁS | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 |
| EDIA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 | 120 |
| PRE | 838 | 921 | 995 | 1.175 | 1.406 | 1.862 | 2.331 |
| TOTAL | 9.913 | 9.950 | 10.036 | 10.157 | 10.768 | 11.708 | 12.718 |
| Capacidade importação | --- | 588 | 600 | 690 | 728 | 1.057 | 1.150 |
| TOTAL (c/ interligação) | 9.913 | 10.538 | 10.636 | 10.847 | 11.496 | 12.765 | 13.868 |

Fonte: REN

O grupo EDP controla a fatia mais representativa da capacidade instalada em Portugal continental, tendo registado um acréscimo em 2005 face a 2004, por entrada em operação do último grupo da central de ciclo combinado a gás natural por si detida no âmbito do mercado liberalizado. Em 2005 é também evidente o aumento da capacidade instalada da produção em regime especial, que regista um crescimento de cerca de 32% face a 2004.

O Quadro 3-18 apresenta os valores de participação relativa dos diferentes operadores na capacidade instalada em Portugal continental. No essencial, o mencionado quadro confirma as ideias atrás referidas, designadamente quanto ao peso relativo do grupo EDP no total da capacidade instalada, pese embora a redução ligeira ocorrida entre 2004 e 2005 na quota de participação daquele grupo, tendência que se vem verificando desde 1999, em benefício da produção em regime especial.

Quadro 3-18 – Evolução da participação relativa na capacidade instalada

| Capacidade instalada | | | | | | | |
|--------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Grupo EDP | 75,4% | 74,6% | 74,1% | 72,6% | 72,0% | 69,4% | 68,1% |
| EDP_{SEP} | 72,3% | 71,5% | 71,1% | 70,1% | 66,0% | 60,6% | 57,0% |
| EDP_{ML} | 3,1% | 3,1% | 3,0% | 2,5% | 6,0% | 8,8% | 11,2% |
| Tejo Energia | 6,2% | 6,2% | 6,1% | 6,1% | 5,7% | 5,3% | 4,8% |
| TURBOGÁS | 10,0% | 9,9% | 9,9% | 9,7% | 9,2% | 8,5% | 7,8% |
| EDIA | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 1,0% | 0,9% |
| PRE | 8,5% | 9,3% | 9,9% | 11,6% | 13,1% | 15,9% | 18,3% |
| TOTAL | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Por outro lado, é apresentada no Quadro 3-19, a utilização da capacidade por cada uma das entidades, considerando-se, para o efeito, o rácio entre a energia eléctrica produzida e a produção máxima de energia eléctrica referida à capacidade (obtida pelo produto do número de 8760 horas anuais pela capacidade média de cada entidade), incluindo-se no cálculo também a capacidade de importação.

Quadro 3-19 – Evolução da utilização da capacidade média

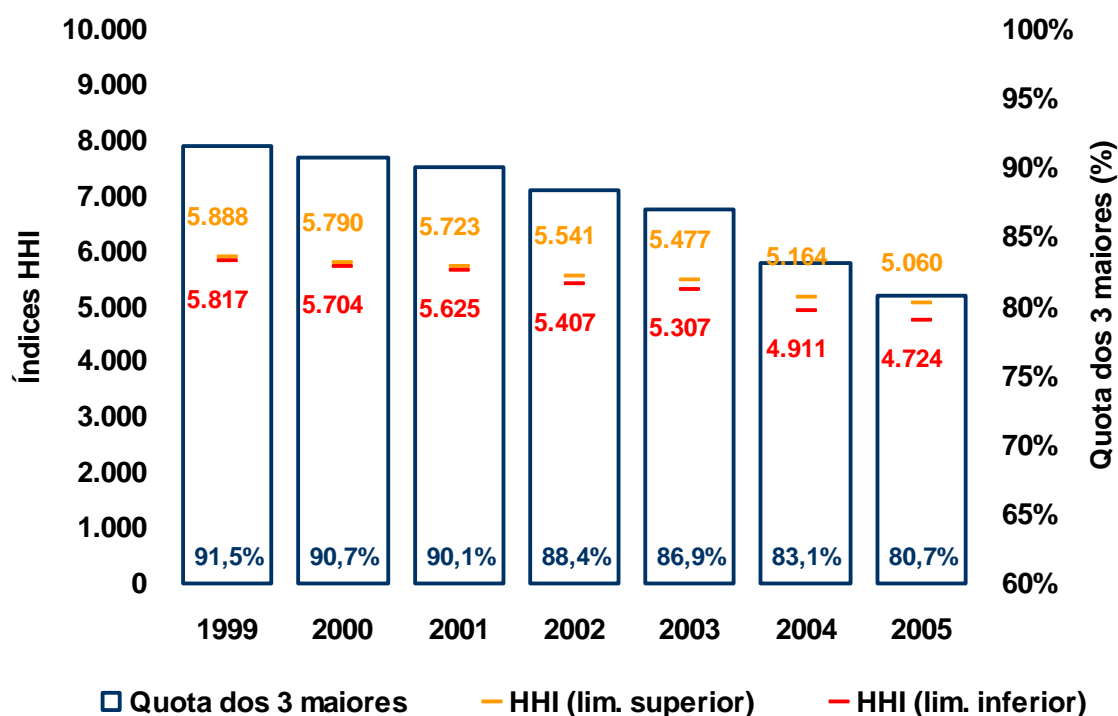
| Utilização da capacidade média | (%) | | | | | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Grupo EDP | 37,7% | 42,6% | 38,1% | 41,5% | 34,9% | 32,8% |
| EDP _{SEP} | 38,4% | 43,2% | 38,8% | 42,6% | 32,9% | 30,0% |
| EDP _{ML} | 23,1% | 29,4% | 20,3% | 23,1% | 52,1% | 49,0% |
| Tejo Energia | 85,4% | 74,6% | 89,0% | 77,4% | 82,1% | 87,3% |
| TURBOGÁS | 68,0% | 68,6% | 82,2% | 62,3% | 71,0% | 72,5% |
| EDIA | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 19,1% | 7,7% |
| PRE | 32,0% | 30,5% | 29,6% | 32,7% | 31,2% | 35,7% |
| Interligação | 18,1% | 4,5% | 31,4% | 43,8% | 70,0% | 67,7% |

Conforme se extrai do quadro anterior, a Tejo Energia - entidade que opera uma central térmica a carvão - e a TURBOGÁS - que opera uma central de ciclo combinado a gás natural - são as entidades que utilizam de forma mais intensiva as suas respectivas capacidades instaladas, com valores de 87% (Tejo Energia) e de 72,5% (TURBOGÁS) da máxima produção de energia eléctrica permitida pelo parque instalado.

Tendo por base os valores de participação relativa dos diferentes operadores na capacidade instalada em Portugal continental, a evolução do índice de Herfindhal¹³ e da quota conjunta dos três principais operadores é apresentada na Figura 3-22.

¹³ Os valores apresentados do índice de Herfindhal assumem valores de importação e da PRE com dispersão máxima de quotas (limite inferior) e que aqueles valores são respeitantes a uma única entidade (limite superior).

Figura 3-22 – Indicadores de concentração na capacidade instalada
Portugal continental



De uma forma consistente, quer pela evolução do HHI, quer pela evolução da quota conjunta dos três principais operadores, pode extrair-se da Figura 3-22 um decréscimo do grau de concentração da produção de energia eléctrica, tendo por base a capacidade instalada dos diferentes operadores. Tal redução surge comparativamente mais evidente entre 2003 e 2005, o que vem reforçar a ideia de acréscimo de dispersão extraído do Quadro 3-18.

No que respeita à caracterização do mercado grossista, tendo por base a disponibilização de serviços de sistema, o sector eléctrico português encerra especificidades próprias que inviabilizam uma análise da concentração empresarial a este nível. Na realidade, os serviços de sistema encontram-se contratualizados ao nível dos contratos de aquisição de energia vigentes, sendo, dessa forma, excluídos de uma contratação em lógica de mercado, pelo que não existem quotas de participação relativa de cada agente.

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 (anteriormente designado por SEP) e de um sistema de funcionamento em mercado em que a componente de energia é de contratação livre (anteriormente designado por SENV). 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 nas tarifas aplicadas de forma livre pelos comercializadores de mercado. Nas tarifas de Venda a Clientes Finais reguladas pela ERSE esta inclusão é feita directamente através da sua metodologia de 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 3-20 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 2006 (i.e., os valores subjacentes à determinação das tarifas para 2006).

Quadro 3-20 – Caracterização da procura por tipo de fornecimento em 2006

| Total de Clientes | Energia (GWh) | Número de clientes |
|-------------------|---------------|--------------------|
| MAT | 1 337 | 21 |
| AT | 5 337 | 195 |
| MT | 14 446 | 21 830 |
| BT | 23 916 | 5 934 536 |
| BTE | 3 357 | 29 593 |
| BTN sem IP | 19 232 | 5 858 593 |
| IP | 1 328 | 46 350 |
| Total | 45 036 | 5 956 582 |

No Quadro 3-21 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 3-21 – 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 3-22 apresenta-se a distribuição de consumos e de clientes domésticos em BTN, por classes de consumo de energia eléctrica.

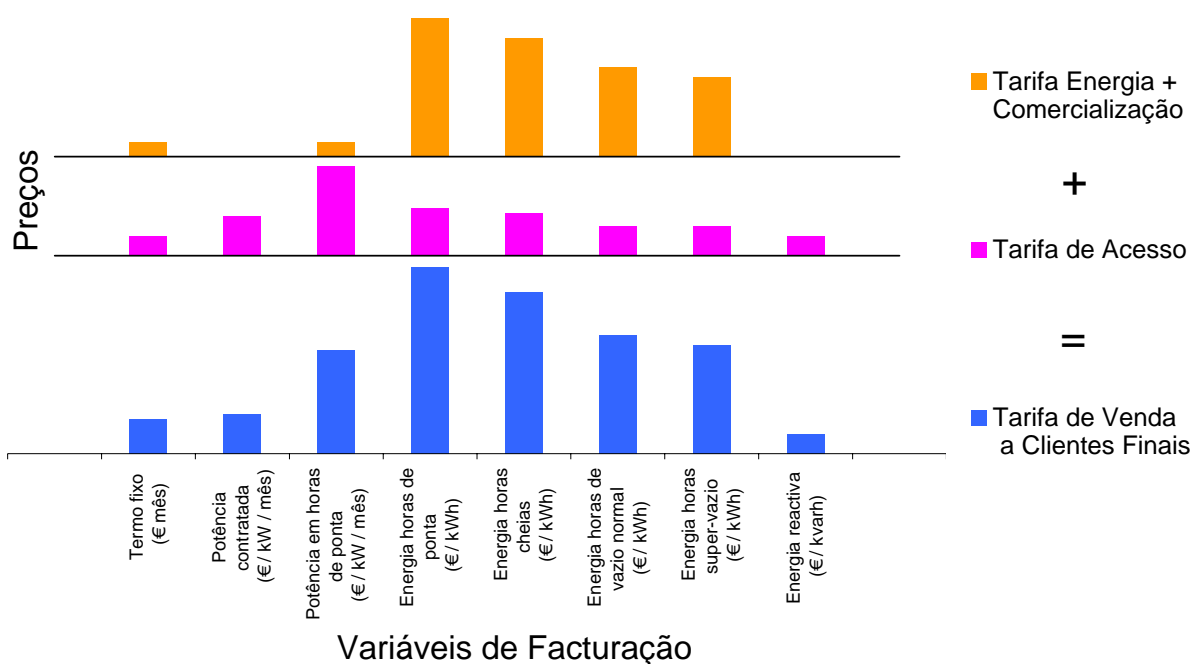
Quadro 3-22 – Distribuição de consumos e de clientes domésticos de BTN, por classes de consumo

| 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 DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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. Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas referidas. Esta metodologia de cálculo das tarifas apresenta-se de forma simplificada na Figura 3-8 designando-se por aditividade tarifária.

Figura 3-23 – Aditividade tarifária aplicada ao cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais



Esta forma de determinação das tarifas aplicáveis pelo comercializador de último recurso, geralmente o comercializador incumbente resultante do monopólio verticalmente integrado do passado ainda com interesses em termos de propriedade nos operadores de rede, permite assegurar a inexistência de subsidiasões cruzadas entre: (i) actividades de monopólio (actividades de rede) e actividades de mercado (comercialização e venda de energia eléctrica); (ii) clientes do comercializador de último recurso com características de consumo diferentes; (iii) clientes do comercializador de último recurso e clientes que participam no mercado e por fim (iv) comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado.

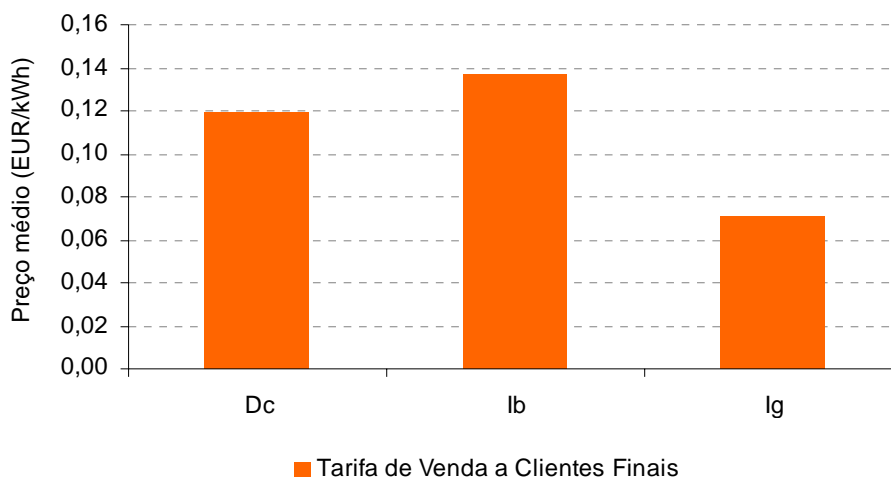
Por outro lado e na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e por outro lado nos custos totais em termos de nível, esta realidade para além de evitar subsidiasões cruzadas induz uma afectação eficiente de recursos promotora da maximização do bem-estar social.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por actividade ou serviço. 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:

- a) Relativamente às actividades de redes: (i) Tarifa de Uso Global do Sistema; (ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte; (iii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT; (iv) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; (v) Tarifa de Comercialização de Redes.
- b) Relativamente às actividades do comercializador de último recurso: (vi) Tarifa de Energia e (vii) tarifa de Comercialização.

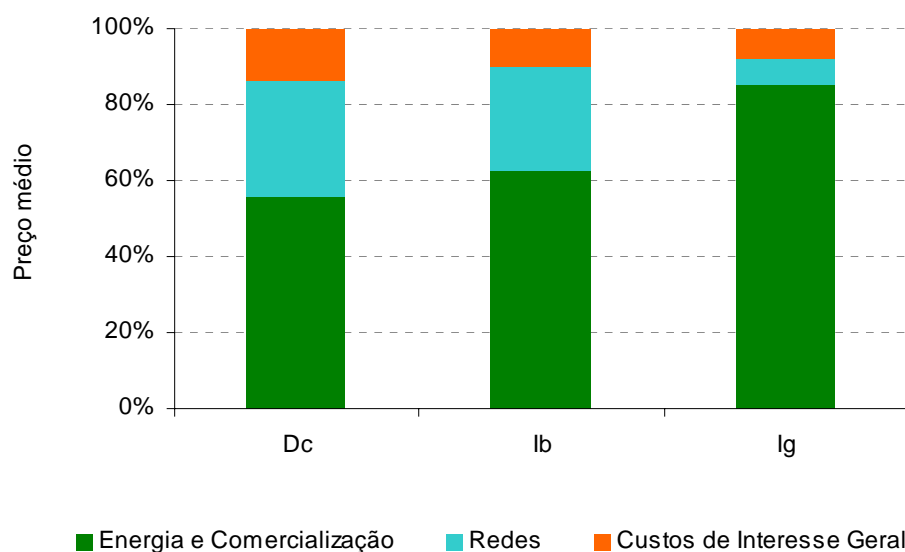
Na Figura 3-24 apresentam-se os preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais, em 2006, pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig abastecidos pelo comercializador de último recurso. Estes preços médios resultam da aplicação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2006 aos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig.

Figura 3-24 – Preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig em 2006



Na Figura 3-25 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. Estes custos de interesse geral são: Sobrecusto da Produção em Regime Especial, Sobrecusto da convergência tarifária das Regiões Autónomas, Remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores do Domínio Público Hídrico, Custos com o mercado a prazo (OMIP e OMICLEAR) e as Rendas aos Municípios.

Figura 3-25 – Estrutura dos preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig



No Quadro 3-23 sintetizam-se os preços médios apresentados na Figura 3-24 e na Figura 3-25.

Quadro 3-23 – Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais

Unidade: €/kWh

| Tarifa | Consumidor-tipo | | |
|--|-----------------|---------------|---------------|
| | Dc | Ib | Ig |
| Energia e Comercialização | 0,0665 | 0,0851 | 0,0601 |
| Redes | 0,0362 | 0,0376 | 0,0049 |
| Custos de Interesse Geral | 0,0160 | 0,0136 | 0,0055 |
| Tarifa de Venda a Clientes Finais sem IVA | 0,1187 | 0,1363 | 0,0704 |
| Tarifa de Venda a Clientes Finais com IVA | 0,1247 | 0,1431 | 0,0739 |

EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

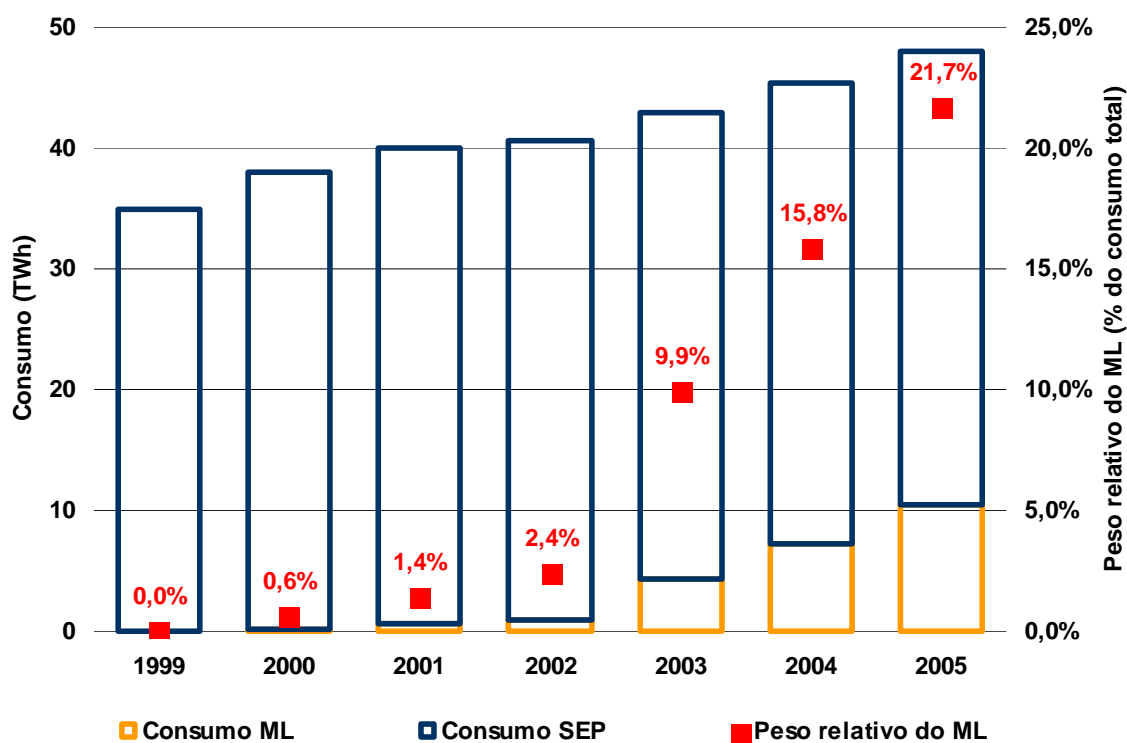
No âmbito do sistema público, a comercialização de energia eléctrica é assegurada pela EDP Distribuição, que assegura cumulativamente as funções de distribuição e comercialização de electricidade, bem como por outros 10 operadores de índole local, que, em termos de energia comercializada, não excedem 1% do consumo total em Portugal continental.

No âmbito do mercado liberalizado, em final de 2005 e considerando em conjunto as entidades que integram o grupo EDP, existiam 4 operadores principais: EDP, Endesa, Iberdrola e Union Fenosa. Face

a 2004, há a registar a saída de mercado da Viesgo, que deixou de deter clientes em Portugal continental. Como já foi referenciado a propósito da evolução da abertura do mercado, o peso relativo do mercado liberalizado no conjunto dos consumos totais em Portugal continental tem vindo a aumentar nos últimos anos, com a correspondente diminuição do peso relativo do SEP.

A Figura 3-26 apresenta a evolução dos consumos verificados entre 1999 e 2005, quer no SEP, quer no mercado liberalizado, mencionando, de igual modo, o peso relativo do consumo realizado no âmbito do deste mercado no consumo total em Portugal continental.

Figura 3-26 – Evolução dos consumos no SEP e no ML e do peso relativo do ML
Portugal continental

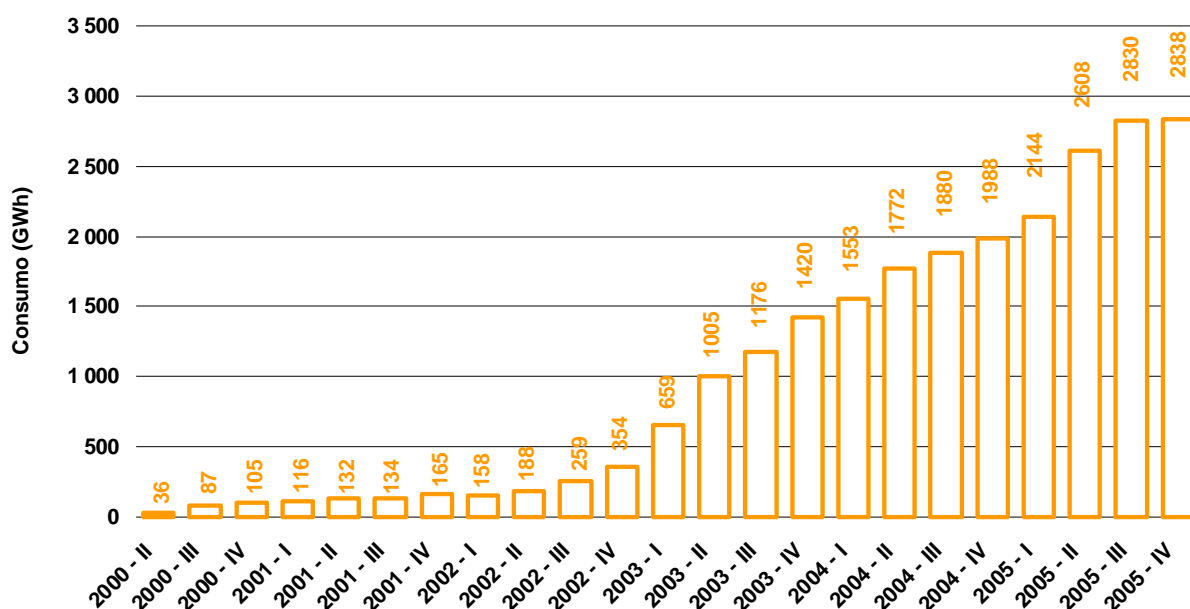


Conforme se extrai da Figura 3-26, o consumo efectuado no mercado liberalizado tem vindo a crescer continuamente desde 2000 (em 1999, apesar de ter sido nesse ano que foram solicitados os primeiros acessos ao mercado livre, não houve qualquer consumo efectivo no âmbito deste sistema) até 2005, em que os consumos efectivos realizados no sistema liberalizado representaram cerca de 21,7% do consumo total em Portugal continental. Contudo, em finais de 2005 foi já perceptível uma diminuição do ritmo de crescimento dos consumos realizados no mercado liberalizado, sendo que o decurso do ano 2006 veio confirmar a tendência para este abrandamento de crescimento e eventual diminuição. A evolução dos custos unitários de produção no âmbito do sistema público em Portugal e dos preços de mercado em Espanha, já atrás caracterizada e que aponta no sentido de nivelamento destes preços, pode constituir uma razão para o abrandamento do crescimento do mercado liberalizado e a eventual

redução do seu peso relativo nos consumos totais de energia eléctrica realizados em Portugal continental.

A tendência para o abrandamento do crescimento dos consumos no mercado liberalizado pode melhor observar-se com a evolução dos consumos trimestrais do ML, patente na Figura 3-27. O conjunto dos trimestres de 2003, de 2004 e os dois primeiros trimestres de 2005, detalha a tendência crescente registada em cada um dos mencionados anos, de que atrás se deu nota, explicitando os dois últimos trimestres de 2005 a perspectiva de abrandamento do crescimento dos respectivos consumos no mercado liberalizado.

Figura 3-27 – Consumo trimestral no ML



Fonte: REN

Ainda no que diz respeito aos consumos trimestrais efectivos do mercado liberalizado, refira-se que ao longo do ano de 2005, o seu peso relativo na soma dos consumos de SEP e ML variou de 16,9% no primeiro trimestre do ano para 23,1% no segundo, 24,6% no terceiro e 22,8% no último trimestre de 2005, facto que realça a tendência atrás mencionada para o final de 2005.

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 a energia fornecida naquele sistema se distribui pelos fornecedores e, assim, observar o grau de dinamismo da oferta de electricidade em mercado livre.

O Quadro 3-24 apresenta a composição das carteiras de fornecedor nos trimestres de 2004 e de 2005, explicitando os respectivos números médios de clientes.

**Quadro 3-24 – Distribuição do número médio de clientes por carteira de fornecedor
Trimestres de 2004 e 2005**

| Número médio de clientes no trimestre | | | | | | | | |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| | 2004 - I | 2004 - II | 2004 - III | 2004 - IV | 2005 - I | 2005 - II | 2005 - III | 2005 - IV |
| EDP | 1 558 | 1 816 | 2 274 | 3 096 | 4 982 | 7 127 | 8 779 | 9 408 |
| Endesa | 448 | 520 | 627 | 787 | 988 | 1 373 | 1 776 | 2 268 |
| Iberdrola | 133 | 148 | 180 | 304 | 482 | 992 | 1 378 | 1 300 |
| Union Fenosa | 0 | 0 | 3 | 19 | 147 | 272 | 340 | 358 |
| Viesgo | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| Outros | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 2 139 | 2 484 | 3 083 | 4 207 | 6 600 | 9 766 | 12 272 | 13 334 |

Assim, da análise do Quadro 3-24, é possível extrair que, no último trimestre de 2005, a carteira de clientes do grupo EDP no âmbito do mercado liberalizado representou cerca de 71% do número total médio de clientes no mercado livre, registando uma ligeira diminuição face ao trimestre homólogo de 2004. Paralelamente, assiste-se, de 2004 para 2005, a uma redução de quota da Endesa e da Union Fenosa, por contraponto a um incremento de quota de mercado da Iberdrola, no que respeita a número de clientes abastecidos.

O Quadro 3-25 apresenta a composição das carteiras de fornecedor nos trimestres de 2004 e de 2005, explicitando agora os fornecimentos de energia eléctrica assegurados por cada um dos fornecedores ao conjunto dos seus clientes.

**Quadro 3-25 – Distribuição dos fornecimentos no ML por carteira de fornecedor
Trimestres de 2004 e 2005**

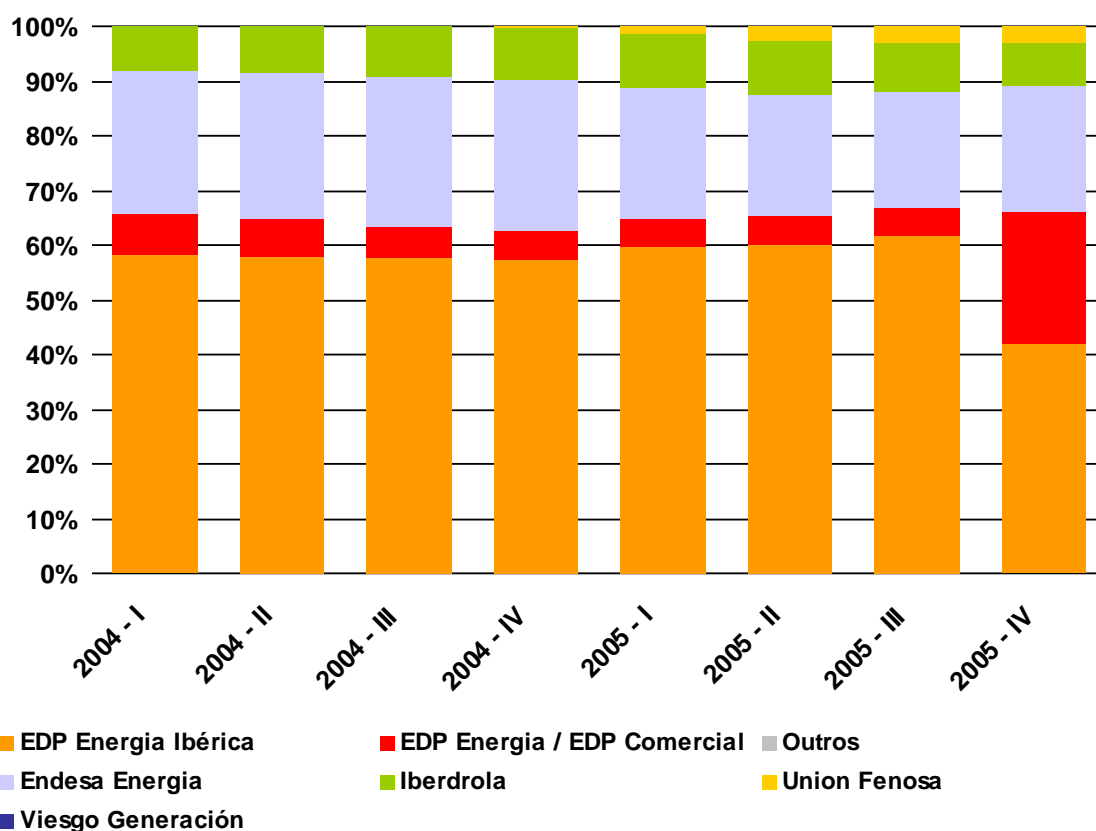
| Consumo no trimestre | | | | | | | | (GWh) |
|----------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2004 - I | 2004 - II | 2004 - III | 2004 - IV | 2005 - I | 2005 - II | 2005 - III | 2005 - IV |
| EDP | 1 042,5 | 1 148,5 | 1 193,8 | 1 247,2 | 1 427,1 | 1 701,9 | 1 888,6 | 1 871,1 |
| Endesa | 412,3 | 477,9 | 513,4 | 544,1 | 530,1 | 574,5 | 604,5 | 662,1 |
| Iberdrola | 131,6 | 150,6 | 172,6 | 189,3 | 214,2 | 260,3 | 253,9 | 216,9 |
| Union Fenosa | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 6,5 | 33,1 | 70,1 | 82,5 | 87,7 |
| Viesgo | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 0,6 | 0,2 | 0,0 |
| Outros | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total | 1 586,4 | 1 777,0 | 1 880,3 | 1 987,5 | 2 205,1 | 2 607,3 | 2 829,7 | 2 837,8 |

A perspectiva, em termos relativos, da evolução dos consumos no mercado liberalizado é observável com a distribuição das carteiras efectuada tendo por base a energia fornecida, conforme se apresenta na Figura 3-28. A concentração das carteiras de fornecedor, tendo por base a energia fornecida, nas entidades que operam na esfera do grupo EDP é ligeiramente mais reduzida que a que se pode inferir da sua composição tendo por base o número de clientes. Daí que se possa concluir que, em média, o

cliente do grupo EDP apresenta consumos anuais de energia eléctrica mais reduzidos que os clientes das restantes entidades que efectuem fornecimentos no âmbito do mercado liberalizado.

No cômputo geral, o grupo EDP não excede 2/3 da energia fornecida no âmbito do mercado liberalizado ao longo dos dois anos caracterizados. Ainda assim, a comparação dos dois trimestres finais de 2004 e de 2005 evidencia um aumento de quota do grupo EDP e da Union Fenosa, por contrapartida de uma redução das quotas de participação da Endesa e da Iberdrola.

Figura 3-28 – Distribuição dos fornecimentos no ML por carteira de fornecedor
Trimestres de 2004 e 2005



Fonte: REN

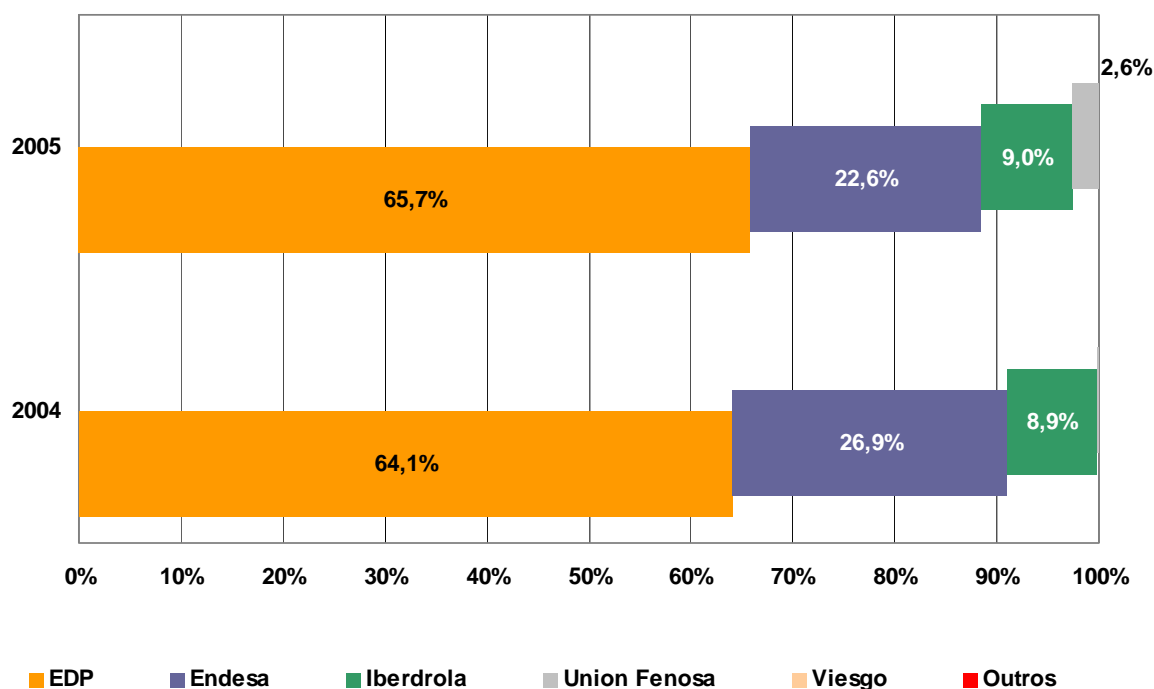
A evolução registada nas quotas relativas de fornecimento de energia eléctrica no mercado liberalizado, de 2004 para 2005, permitem extrair as seguintes conclusões:

- Aumento da quota relativa do grupo EDP, passando de 62,8% da energia fornecida no mercado liberalizado no último trimestre de 2004 para um valor 65,9% no correspondente trimestre de 2005.
- Redução de cerca de quatro pontos percentuais na quota da Endesa, que se mantém como o segundo fornecedor no mercado liberalizado, em termos de energia fornecida aos seus clientes, no mesmo horizonte de análise.

- Redução de 9,5% para 7,6% da quota relativa da Iberdrola entre final de 2004 e final de 2005.
- Aumento da quota de participação da Union Fenosa, de cerca de 0,3% da energia fornecida durante o último trimestre de 2004 para cerca de 3,1% em período homólogo de 2005.

A Figura 3-29 apresenta a evolução das quotas relativas atrás mencionadas, agora para os agregados dos anos de 2004 e 2005.

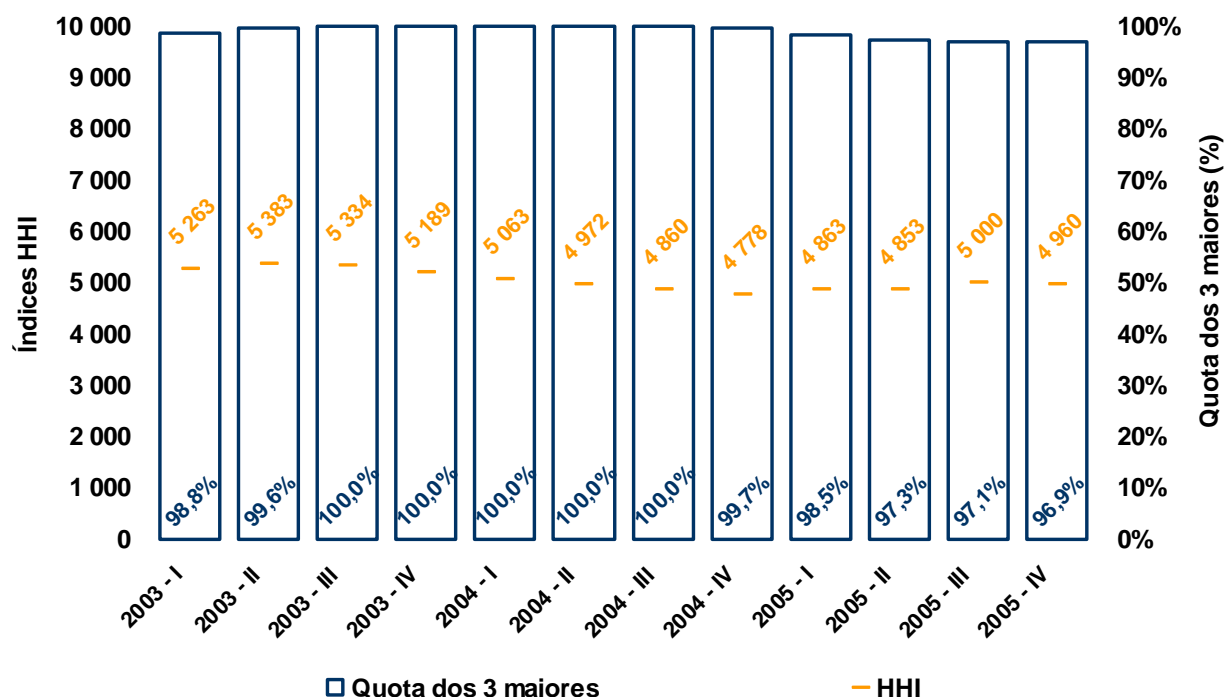
**Figura 3-29 – Quota relativa das carteiras no ML por consumos
2004 e de 2005**



Fonte: REN; elaboração ERSE

A Figura 3-30 apresenta a evolução trimestral ao longo de 2004 e de 2005 dos indicadores de concentração, tomando como elemento de análise a energia fornecida a clientes no mercado liberalizado. É possível observar uma tendência contínua, embora pouco pronunciada, para a redução da concentração no mercado liberalizado até meados de 2005, invertendo-se, igualmente de forma esbatida, a tendência até final desse ano. Esta situação é evidente no caso da evolução do HHI, não o sendo quando se observa a quota dos três principais operadores, o que significa que as alterações na concentração se têm efectuado, primordialmente, por recomposição da situação relativa desses três principais operadores.

**Figura 3-30 – Indicadores de concentração no ML - por energia fornecida
Portugal continental**



MUDANÇA DE FORNECEDOR

A abertura de mercado em Portugal tem sido efectuada de forma faseada, nos termos já descritos no ponto 3.1.1.

Em Agosto de 2004 foi publicada legislação que prevê a extensão da elegibilidade à totalidade dos clientes de energia eléctrica (clientes em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA). Importa, no entanto, referir que o exercício efectivo do direito de escolha do fornecedor de energia eléctrica por parte destes clientes está ainda dependente da implementação dos sistemas informáticos necessários para operacionalizar a abertura de mercado a todos os clientes de energia eléctrica.

No âmbito dos processos de abertura do mercado sucessivamente à BTE e à BTN, tornou-se necessário proceder a alterações regulamentares para adequar os procedimentos de mudança de fornecedor à fase de liberalização do mercado e às correspondentes exigências colocadas pela abrangência das mesmas, sobretudo em número de clientes envolvidos. Por outro lado, a revisão regulamentar promovida pela ERSE em 2005 para o sector eléctrico procurou uma sistematização e harmonização de um conjunto de disposições regulamentares em larga medida já existentes sobre a mudança de fornecedor.

A situação de livre escolha de fornecedor não se coloca apenas para os clientes actualmente fornecidos no âmbito dos sistemas públicos, devendo colocar-se para todos quantos solicitam o acesso às redes, desde logo no momento da ligação às mesmas. Assim, a revisão regulamentar de 2005 veio esclarecer quais as modalidades de contratação de energia eléctrica disponíveis para os diversos clientes, no âmbito da escolha de fornecedor e não apenas da mudança entre fornecedores.

Para além da celebração de contrato com um comercializador, os clientes em Portugal continental podem, ainda, aceder às plataformas de negociação dos mercados organizados legalmente previstos, bem assim como a possibilidade de contratação bilateral do fornecimento de energia eléctrica.

O acesso directo aos mercados organizados e à contratação bilateral pressupõe a obtenção do estatuto de agente de ofertas, que é atribuído tacitamente a todos os clientes. Para que o mesmo produza efeitos, torna-se necessário que o cliente interessado informe o gestor do processo de mudança de fornecedor que vai contratar energia eléctrica numa das duas modalidades mencionadas.

A revisão regulamentar de 2005 veio também 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 por lei 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 em fase final de implementação 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. A normalização do formato das mensagens a serem trocadas no âmbito do processo de mudança de fornecedor foi já aprovada pela ERSE, na sequência de proposta a apresentada pelo distribuidor.
- 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, preferencialmente, através de leitura efectuada pelo distribuidor, podendo, igualmente, ser apurado através de estimativas de consumo efectuadas pelo distribuidor. O cliente ou o seu 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 Acordos de Acesso e Operação 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.

3.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A CONCORRÊNCIA

CRIAÇÃO DO MIBEL

Uma das mais importantes medidas destinadas a promover a concorrência no sector eléctrico, consistiu no estabelecimento, em Novembro de 2001, de um protocolo entre os Governos de Portugal e de Espanha para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade – MIBEL. Inicialmente agendada para Janeiro de 2003, a entrada em funcionamento do MIBEL tem sofrido sucessivos atrasos, que levaram a que o pólo de negociação a prazo apenas durante o início de Julho de 2006 entrasse em operações.

A promoção da concorrência no mercado ibérico será conseguida também através da existência de regras necessárias à criação de um mercado eficiente, tendo, para este efeito, a ERSE seguido um caminho de cooperação com as entidades reguladoras envolvidas no âmbito do Conselho de Reguladores previsto nos termos dos acordos entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha a respeito da criação do MIBEL. Neste sentido, durante o ano de 2005, foram analisadas pela ERSE, em conjunto com os mencionados reguladores, as regras de negociação e de compensação do mercado de contratação a prazo de energia eléctrica. Este processo conduziu à emissão de pareceres por parte da ERSE, no sentido de procurar contribuir para que as citadas regras e o funcionamento do mercado sejam um contributo efectivo para o desenvolvimento de um ambiente concorrencial e indutor de eficiência nos mercados de energia.

Ao nível da supervisão do correcto funcionamento do mercado serão determinados indicadores relativos ao nível de concorrência, tais como o número de agentes a operar, a existência de barreiras à entrada, a existência de poder de mercado, o nível de participação accionista cruzada entre as empresas que operam no sector e, ainda, da formação de preços no mercado. Serão também definidos os mecanismos de supervisão operacional do funcionamento do mercado grossista, diário e a prazo, entre a ERSE e a CMVM e as autoridades correspondentes espanholas.

Actuam presentemente na Península Ibérica quatro grupos empresariais que assumem uma posição dominante nas actividades de produção, distribuição e comercialização de energia eléctrica. Esta situação constitui um obstáculo potencial ao desenvolvimento de um mercado concorrencial e eficiente. Importa assim estudar, nomeadamente, em que medida:

- A integração vertical das empresas e a repartição entre elas de áreas geográficas de influência condiciona o desenvolvimento concorrencial do mercado retalhista e constituem barreiras à entrada de novos agentes.
- A contratação bilateral entre as empresas de produção e de comercialização do mesmo grupo condiciona a formação de preços.
- A existência de mecanismos de recuperação de custos ociosos distorce o mercado e constitui uma barreira à entrada de novos produtores/comercializadores.

Paralelamente, a ERSE prosseguiu durante o ano de 2005 a cooperação com a Autoridade da Concorrência, no sentido de contribuir, num esforço integrado de regulação, para o desenvolvimento da concorrência nos sectores energéticos, dando origem a um conjunto de pareceres de que se deu nota previamente neste documento.

MEDIDAS REGULAMENTARES

No âmbito das suas competências, a ERSE procedeu, durante o ano de 2005, a uma revisão regulamentar, que incluiu:

- O Regulamento de Relações Comerciais.
- O Regulamento Tarifário.
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

A revisão regulamentar no sector eléctrico foi justificada pela necessidade de proporcionar aos consumidores e às empresas que actuam neste sector um quadro coerente e estável de regulação, adequado à nova fase de desenvolvimento do mercado de electricidade em Portugal e na União Europeia. Esta nova fase caracteriza-se, essencialmente, pela abertura total dos lados da oferta e da procura de electricidade:

- Do lado da oferta, a cessação dos contratos de aquisição de energia que vinculavam os produtores do Sistema Eléctrico de Serviço Público à REN vem dar a todos os produtores liberdade de actuação no mercado grossista de energia eléctrica; simultaneamente, a REN deixa de actuar neste mercado.
- Do lado da procura, todos os consumidores, em Portugal continental, gozam do direito de escolha de fornecedor de energia eléctrica.

Assim, uma boa parte das alterações introduzidas nos mencionados regulamentos destinaram-se a promover a concorrência no sector eléctrico, particularmente no que respeita a condições transparentes de acesso à informação pelos diversos agentes e às modalidades de contratação disponíveis no sector eléctrico. Com as alterações regulamentares em no domínio da informação e contratação, bem como com as respectivas normas específicas de sub-regulamentação, a ERSE procurou, entre outros aspectos, contribuir para:

- A promoção de escolhas conscientes e informadas por parte dos clientes do fornecimento de energia eléctrica em Portugal continental.
- A criação de um quadro normativo, designadamente quanto à troca de informação entre agentes e procedimentos de operação no mercado liberalizado, que garanta a simplicidade, transparência e igualdade de tratamento, sem prejuízo da necessária fiabilidade e eficiência dos mesmos.

De forma mais concreta podem enumerar-se as seguintes medidas regulamentares indutoras de uma maior transparência e concorrência no sector eléctrico:

- Publicação, pelos operadores das redes de transporte e de distribuição, de documentos de caracterização das redes, permitindo a todos os agentes interessados o acesso a informação actualizada sobre a capacidade e características da rede.
- Aprovação das condições gerais dos Acordos de Acesso e Operação das Redes a celebrar entre comercializadores e operadores de rede. A celebração destes acordos veio dispensar a necessidade de celebração de acordos de acesso e operação das redes entre cada cliente individual e o operador da rede de distribuição a cuja rede se encontra ligada a sua instalação.
- Simplificação dos procedimentos de acesso ao mercado liberalizado por parte dos clientes abastecidos pelo sistema público.
- Aprovação de regras relativas aos procedimentos de mudança de fornecedor, já no quadro da revisão regulamentar ocorrida em 2005, que asseguram a celeridade das mudanças de fornecedor e a inexistência de encargos directamente pagos pelos clientes que pretendam mudar de fornecedor. A gestão dos procedimentos de mudança de fornecedor é assegurada pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, que tem a obrigação de assegurar igualdade de tratamento a todos os agentes intervenientes no mercado. Os procedimentos de gestão de fornecedor são auditáveis por entidades externas e independentes, sendo os resultados destas auditorias enviados à ERSE. As regras aprovadas para a gestão do processo de mudança de fornecedor prevêem igualmente o envio de informação periódica à ERSE para efeitos de monitorização do desempenho dos procedimentos de mudança de fornecedor.
- Acesso gratuito à informação residente no registo do ponto de entrega dos clientes. Mediante autorização prévia dos clientes, os fornecedores que actuam no mercado liberalizado têm acesso gratuito à informação residente no registo do ponto de entrega do cliente. O acesso a esta informação é fundamental para assegurar condições de igualdade entre os fornecedores na apresentação de ofertas de fornecimento de energia eléctrica aos clientes.

A ERSE tem igualmente vindo a promover uma monitorização tão próxima quanto possível do desenvolvimento da liberalização no sector eléctrico. Para tal, são publicados e publicamente divulgados relatórios anuais de desenvolvimento do mercado liberalizado, em que se apresenta a evolução da abertura do mercado, se procede à avaliação do grau de aprofundamento da liberalização mediante a estimação do número de clientes a exercerem o direito de escolha de fornecedor de energia eléctrica, bem como os respectivos consumos.

A ERSE tem acompanhado ainda as quotas relativas de participação dos diversos operadores na comercialização de energia eléctrica do âmbito do mercado liberalizado, designadamente, para contribuir para a monitorização do desenvolvimento da concorrência no sector.

De importância decisiva para a liberalização do sector eléctrico português foi também, e continua a ser, a transparência do sistema tarifário, nomeadamente através da adesão das tarifas aos custos e da eliminação de subsídios cruzados.

3.2.4 OPERAÇÕES DE CONCENTRAÇÃO

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 2005, a Autoridade da Concorrência emitiu ao todo cinco decisões sobre operações notificadas por entidades ligadas ao sector eléctrico, tendo a ERSE sido solicitada para a emissão dos respectivos pareceres. As decisões mencionadas anteriormente encontram-se disponíveis na página da Internet¹⁴ da Autoridade da Concorrência, referindo-se os respectivos textos aos pareceres da ERSE na generalidade das situações.

A caracterização das operações apreciadas e decididas durante 2005 é efectuada nos pontos seguintes.

EDP/TURBOGÁS

A operação de concentração em apreço consistiu na aquisição, pela EDP – Energias de Portugal, S.A. (EDP), à National Power International Holding BV (National Power), de uma participação de 20% do capital social da sua participada, Turbogás – Produtora Energética, S.A. (Turbogás), eventualmente conferindo, à primeira, o controlo conjunto sobre esta última.

Actividades das empresas envolvidas:

- EDP – As actividades do Grupo EDP encontram-se centradas nas áreas de produção, distribuição e comercialização de energia eléctrica, telecomunicações e tecnologias de informação. Como áreas complementares e relacionadas, o Grupo EDP encontra-se activo nos sectores das águas, engenharia, ensaios laboratoriais, formação profissional e gestão de património imobiliário.
- National Power – *holding* controlada pela International Power plc, sociedade de direito inglês, que actua na área da produção de electricidade a partir de gás, petróleo, carvão e energias renováveis, com actividade em vários países.
- Turbogás – sociedade activa na produção de energia eléctrica a partir de gás natural, sendo proprietária da Central de Ciclo Combinado, sita na Tapada do Outeiro.

A decisão da Autoridade da Concorrência sobre esta operação foi no sentido de considerar que a mesma não se encontrava abrangida pela obrigatoriedade de notificação prévia, nos termos previstos na

¹⁴ <http://www.autoridadedaconcorrenca.pt>

legislação em vigor, já que não configurava uma concentração de empresas na acepção do artigo 8.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, que estabelece os princípios para a promoção e defesa da concorrência.

A Autoridade da Concorrência considerou ainda que a estrutura de controlo exclusivo pela National Power, em nada se alterou em virtude da aquisição, pela EDP, de uma participação de 20% no capital social da Turbogás.

ENERNOVA/ORTIGA/SAFRA

Esta operação de concentração consistiu na aquisição do controlo exclusivo das empresas Ortiga, Energia Eólica, S.A. e Safra - Energia Eólica S.A. pela empresa ENERNOVA - Novas Energias, S.A..

Actividades das empresas envolvidas:

- Enernova – sociedade constituída em 1993, integralmente detida pela empresa EDP- Energias de Portugal, S.A., que se dedica, principalmente, à exploração de parques eólicos e venda de energia eléctrica produzida com recurso à fonte de energia eólica.
- Ortiga – sociedade constituída em 2003, não tendo ainda iniciado actividade, cujo objecto social compreende a promoção, construção, manutenção e exploração de instalações necessárias para a produção eléctrica, mediante o aproveitamento de energia eólica, bem como a promoção, construção, manutenção e exploração de parques e instalações de produção de energias renováveis.
- Safra – sociedade constituída em 2002, não tendo ainda iniciado actividade, cujo objecto social principal compreende a exploração de parques eólicos e venda de energia.

No seu parecer à Autoridade da Concorrência, por esta citado na sua decisão sobre a operação, a ERSE mencionou que a produção de energia eléctrica em regime especial, como era o caso em apreço, beneficia de uma protecção administrativa que advém do direito de venda à “rede pública” de toda a energia eléctrica produzida e de acordo com um regime de tarifas e preços administrativamente fixados. Assim, à ERSE compete nesta matéria considerar os custos desta forma de produção de energia eléctrica no âmbito da regulação tarifária do sistema eléctrico e da definição de tarifas e preços a aplicar aos clientes finais.

A ERSE considerou ainda que no actual enquadramento legal do funcionamento da produção em regime especial não são aplicados mecanismos de mercado e não existe concorrência entre produtores, sendo os preços fixados administrativamente pela Direcção-Geral de Geologia e Energia.

A Autoridade da Concorrência pronunciou-se através de uma decisão de não oposição à operação em apreço, sujeita à imposição de obrigações e compromissos, que passam por garantir que se mantenha maximizada a utilização dos activos de produção de energia eléctrica a partir de fontes eólicas por parte

da entidade notificante, bem como a “não utilizar estrategicamente os activos de geração eólica” com vista a “obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado”.

Para tornar efectivas as condições impostas para a não oposição à operação, a Autoridade da Concorrência definiu obrigações de sujeição de informação por parte da Erenova, com carácter recorrente e periódico.

A Autoridade da Concorrência considerou ainda que a produção em regime especial, nomeadamente de origem eólica, exerce uma pressão competitiva sobre a produção em regime ordinário, interferindo nas condições da oferta e na formação dos preços nos mercados grossistas de electricidade, tal como já hoje se verifica no mercado diário de Espanha.

ENDESA/FINERGE

A operação de concentração assim denominada consistiu na aquisição do controlo exclusivo, pelo grupo de empresas ENDESA, S.A. (GRUPO ENDESA), no qual a notificante se integra, da empresa FINERGE – GESTÃO DE PROJECTOS ENERGÉTICOS, S.A. (FINERGE).

Actividades das empresas envolvidas:

- GRUPO ENDESA – grupo de empresas com sede em Espanha, activa nos negócios da produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade, incluindo produção de energia por intermédio de cogeração e energias renováveis, desenvolvendo, ainda, actividades nos sectores do gás e telecomunicações. O GRUPO ENDESA encontra-se presente em Portugal por intermédio de participações nas empresas Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.; T.P. – Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.; Sodesa – Comercialização de Energia, S.A.; e NQF Gás, SGPS, S.A., que exercem as suas actividades nas áreas da produção e comercialização de electricidade, bem como distribuição e comercialização de gás.
- FINERGE – sociedade cujo grupo de participadas actua no sector energético, em particular no mercado da produção de energia eléctrica com recurso a fontes de energia renovável (eólica) e cogeração. Esta sociedade é actualmente detida em 100% pelo Grupo Sacyr, por intermédio das empresas Somague Ambiente, SGPS, S.A., e Unipower – SGPS, S.A..

O parecer da ERSE a esta operação expressou, no geral, o mesmo conjunto de questões que se atrás se referiu relativamente à operação designada ENERNOVA/ORTIGA/SAFRA, designadamente quanto ao enquadramento da produção de energia eléctrica em regime especial.

Em relação a esta operação, a Autoridade da Concorrência decidiu não se opor à operação de concentração, “pelo facto de a mesma não ser susceptível de criar ou reforçar uma posição dominante da qual possam resultar entraves significativos à concorrência efectiva no mercado nacional da produção de energia eléctrica”.

ENERNOVA/BOLORES, ENERALTIUS, LEVANTE, CABEÇO DAS PEDRAS E MALHADIZES

A operação de concentração assim designada consistiu na aquisição, à empresa Tecneira – Tecnologias Energéticas, S.A. (“Tecneira”), pela empresa Enernova – Novas Energias, S.A. (Enernova), da totalidade do capital social das sociedades Bolores – Energia Eólica, S.A. (“Bolores”) e Eneraltius – Produção de Energia Eléctrica, S.A. (“Eneraltius”), e na promessa de aquisição, à Tecneira, das participações representativas do capital social das sociedades Levante – Energia Eólica, Lda. (“Levante”), Cabeço das Pedras – Energia Eólica, S.A. (“Cabeço das Pedras”) e Malhadizes – Energia Eólica, S.A. (“Malhadizes”).

Actividades das empresas envolvidas:

- Enernova – sociedade constituída em 1993, integralmente detida pela empresa EDP – Energias de Portugal, S.A., que se dedica, principalmente, à exploração de parques eólicos e venda de energia eléctrica produzida com recurso à fonte de energia eólica.
- Bolores – sociedade que explora os parques eólicos denominados Bolores e Mosteiro, que representam, no seu conjunto, uma capacidade instalada de 14,3 MW e está a desenvolver o parque eólico designado por parque Bolores 2.ª fase, com uma capacidade de 1,3 MW a instalar, até Dezembro de 2006, nos termos de Contrato Chave na Mão a ser celebrado entre a Bolores e a Tecneira, num total de 15,6 MW.
- Eneraltius – sociedade que explora os parques eólicos denominados Caldas 1, Amaral 1 e Fanhões 1, que representam, no seu conjunto, uma capacidade instalada de 32 MW e está a desenvolver o parque eólico designado por Fanhões 2, no qual se encontra instalada uma capacidade de 2 MW, estando em construção uma capacidade adicional de 4 MW a instalar, até Fevereiro de 2006, nos termos de Contrato Chave na Mão a ser celebrado entre a Eneraltius e a Tecneira, num total de 38,0 MW.
- Levante – sociedade que ainda não se encontra a exercer a sua actividade, e que irá desenvolver os parques eólicos denominados Pó, Sobral II e Arruda I, que representam, no seu conjunto, uma capacidade a instalar, até Abril de 2006, de 29,1 MW.
- Cabeço das Pedras – sociedade que ainda não se encontra a exercer a sua actividade, e que irá desenvolver o parque eólico denominado de Cabeço das Pedras, que representa uma capacidade a instalar, até Janeiro de 2007, de 8,0 MW.
- Malhadizes – sociedade que se encontra em fase de constituição, e que irá desenvolver os parques eólicos denominados de São João I (Malhadizes) e São João II (Monte de Vez), que representam, no seu conjunto, uma capacidade a instalar, até Janeiro de 2007, de 30,0 MW.

O parecer da ERSE à Autoridade da Concorrência mencionou que a produção de energia eléctrica em regime especial, subjacente a esta operação, beneficia da já mencionada protecção administrativa que permite a venda à “rede pública” de toda a energia eléctrica produzida de acordo com um regime de tarifas e preços administrativamente fixados. A ERSE considerou ainda que no actual enquadramento legal do funcionamento da produção em regime especial não são aplicados mecanismos de mercado e

não existe concorrência entre produtores, sendo os preços fixados administrativamente pela Direcção-Geral de Geologia e Energia.

A Autoridade da Concorrência “decidiu adoptar uma decisão de não oposição à operação de concentração”, sujeita à imposição de condições e obrigações que passam por garantir a utilização máxima possível dos activos de produção de energia eléctrica a partir de fontes eólicas por parte da entidade notificante, bem como a “não utilizar estrategicamente os activos de geração eólica” com vista a “obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado”.

O acompanhamento das obrigações e condições mencionadas pressupõe a sujeição de informação à Autoridade da Concorrência, com carácter obrigatório e periódico a respeito de imobilizações dos parques eólicos e das respectivas utilizações de capacidade.

EDP/CAIMA/EDP BIOELÉCTRICA

A presente operação de concentração consistiu na aquisição, pela empresa Celulose do Caima, SGPS, S.A. (Celulose do Caima), à empresa EDP – Energias de Portugal, S.A. (EDP) do controlo conjunto da empresa EDP – Produção Bioeléctrica, S.A. (EDP – Bioeléctrica).

Actividades das empresas envolvidas:

- Celulose do Caima – sociedade integrada no Grupo Caima, grupo detido em exclusivo pela recém-criada Altri, SGPS, S.A., a qual sucedeu à Cofina, SGPS, S.A.. A Celulose do Caima encontra-se activa na produção de pasta de papel e, a título acessório, na produção de energia eléctrica e térmica com recurso à biomassa e outros resíduos através do processo de cogeração.
- EDP – Bioeléctrica – sociedade integralmente detida pela empresa EDP – Energias de Portugal, S.A., *holding* do Grupo EDP. A EDP – Bioeléctrica tem por objecto a promoção, desenvolvimento e gestão de centrais eléctricas e outras instalações de produção e venda de energia bioeléctrica em Portugal, através de fontes de resíduos e biomassa e a realização de estudos e execução de projectos no mesmo âmbito.

O parecer da ERSE a esta operação mencionou, genericamente, as mesmas questões que se colocaram com as operações anteriormente descritas e que envolvem produção de energia eléctrica em regime especial.

Por seu lado, a Autoridade da Concorrência decidiu “não se opor à operação de concentração, uma vez que a mesma não é susceptível de criar ou reforçar uma posição dominante da qual possam resultar entraves significativos à concorrência efectiva no mercado nacional da produção de energia eléctrica”.

4 REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL

4.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

4.1.1 GERAL

O mercado português de gás natural tem beneficiado de uma derrogação ao abrigo da Directiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, enquanto mercado emergente, não tendo iniciado o seu processo de liberalização durante 2005.

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 já 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.

Espera-se que a transposição da Directiva seja completada em breve com a aprovação dos diplomas complementares previstos no Decreto-Lei n.º 30/2006, relativos aos regimes de exercício das actividades e aos procedimentos para atribuição das concessões e das licenças.

Concretizando os princípios gerais enunciados pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, um outro Decreto-Lei aprovado pelo Conselho de Ministros de 22 de Junho de 2006 define o calendário e os critérios que irão presidir à elegibilidade na liberdade de escolha do comercializador de gás natural que será:

- Os produtores de electricidade em regime ordinário serão considerados elegíveis a partir de 1 de Janeiro de 2007.
- Os clientes cujo consumo anual é igual ou superior a 1 000 000 de metros cúbicos normais serão considerados elegíveis a partir de 1 de Janeiro de 2008.

- Os clientes cujo consumo anual é igual ou superior a 10 000 metros cúbicos normais serão considerados elegíveis a partir de 1 de Janeiro de 2009.
- Todos os clientes serão considerados elegíveis a partir de 1 de Janeiro de 2010.

O referido Decreto-Lei estabelece também que são da competência da ERSE a elaboração e aprovação dos seguintes regulamentos:

- Regulamento de Acesso às Redes, às interligações e às instalações de Armazenamento (RARII).
- Regulamento de Operação das Infra-estruturas (ROI)
- Regulamento de Relações Comerciais (RRC).
- Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).
- Regulamento Tarifário (RT).

Tendo submetido às suas propostas à discussão pública em Junho de 2006, a ERSE espera aprovar os referidos regulamentos relativos ao sector do gás natural durante o terceiro trimestre de 2006.

O RARII estabelecerá, segundo critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios, as condições e obrigações para a utilização do direito de acesso à todas as infra-estruturas do sistema nacional de gás natural, a observar pelas empresas reguladas de gás natural e pelos clientes elegíveis, bem como as condições em que os operadores podem recusar o acesso às redes, às interligações e às instalações de armazenamento.

O ROI estabelecerá os critérios e procedimentos de gestão dos fluxos de gás natural, a prestação de serviços de sistema e as condições técnicas que permitem aos operadores da Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL a gestão destes fluxos, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que estejam ligados, bem como os procedimentos destinados a garantir a sua concretização e verificação.

O RQS aplicar-se-á a todos os operadores, agentes e clientes do sector do gás natural, consagrando, no domínio da qualidade de serviço, obrigações distintas de cumprimento, de informação, de monitorização e de divulgação de informação conforme as actividades de cada operador e agente. A qualidade de serviço será abordada nas vertentes técnica e comercial. A vertente técnica da qualidade de serviço respeita às características do gás natural fornecido, às condições em que é fornecido e à continuidade do fornecimento. A vertente comercial refere-se à qualidade do relacionamento comercial entre os clientes e o operador das infra-estruturas ou entre os clientes e os comercializadores em todo o ciclo comercial, ou seja, desde a pré-contratação até ao tratamento de eventuais reclamações do serviço prestado.

O RRC apresentará o conjunto de matérias necessárias à definição de regras de relacionamento comercial entre os diversos sujeitos intervenientes no sector do gás natural e a sua estrutura reflectirá

em grande parte a existência dos diversos relacionamentos comerciais entre os mencionados sujeitos. O RRC estabelecerá o conjunto de princípios que devem orientar o relacionamento comercial emergente do sector do gás natural, que são, nomeadamente, os seguintes:

- Garantia da oferta de gás natural nos termos adequados às necessidades dos consumidores, quantitativa e qualitativa.
- Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- Não discriminação.
- Transparência e objectividade das regras e decisões relativas ao relacionamento comercial.
- Imparcialidade nas decisões.
- Direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível.

O RT em preparação pela ERSE visa estabelecer os critérios e as metodologias para a formulação de tarifas e preços de GN a aplicar no âmbito das relações comerciais das empresas do sector de gás natural. Este regulamento deverá definir as tarifas reguladas, o processo de cálculo e a determinação das tarifas, a determinação dos proveitos permitidos, os procedimentos adoptar para a fixação de tarifas, a sua alteração e publicação, bem como as obrigações das entidades do sector do GN, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

4.1.2 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DOS CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INTERLIGAÇÕES

As infra-estruturas de gás natural são muito recentes em Portugal, dispondo de uma capacidade de transporte muito superior aos trânsitos actualmente verificados. Em consequência, não se têm verificado congestionamentos nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural. As infra-estruturas nacionais de transporte e de interligação com a rede espanhola de gás natural são operadas pelo operador da rede de transporte.

Os futuros mecanismos de resolução dos congestionamentos e de atribuição da capacidade disponível nas interligações estarão contemplados no futuro Regulamento de Acesso às Redes, às Interligações e às instalações de Armazenamento em preparação pela ERSE.

4.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO

As empresas do sector adoptaram regulamentos internos de Qualidade de Serviço do Gás Natural e, ao seu abrigo, enviaram à ERSE os seus Relatórios da Qualidade de Serviço relativos ao transporte, distribuição e fornecimento de gás natural.

A informação sobre a qualidade de serviço de fornecimento de gás natural enviada pelas empresas, detalha aspectos sobre a qualidade de serviço técnica (continuidade de serviço e qualidade do gás fornecido) e sobre a qualidade de serviço comercial (relacionamento entre o distribuidor e o cliente). Os relatórios enviados à ERSE, pelas diferentes incumbentes, inclui informação sobre:

- Valores dos indicadores relativos à continuidade de serviço, ao fornecimento de gás e às disposições de natureza comercial.
- Resultado dos inquéritos destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes.
- Número e natureza das reclamações apresentadas.
- Descrição das acções mais relevantes realizadas para melhoria de qualidade de serviço.

O Quadro 4-1 apresenta os indicadores gerais que constam nos relatórios de qualidade de serviço elaborados pelas empresas de transporte e distribuição.

Quadro 4-1 – Indicadores gerais de qualidade de serviço técnica e comercial

| Tipo | | Indicador |
|----------------------------|---------------------------|---|
| Continuidade de serviço | Transporte | Disponibilidade do Sistema de Transporte |
| | | Frequência média de interrupções de abastecimento de gás natural |
| | | Duração média das interrupções de abastecimento de gás relativamente ao total dos pontos de entrega |
| | | Duração média das interrupções de abastecimento |
| | Distribuição | Aviso Prévio de Interrupções de abastecimento de gás, percentil dos avisos realizados até 24 horas antes das interrupções previstas |
| | | Frequência média das interrupções de abastecimento de gás |
| | | Duração média das interrupções de abastecimento |
| Qualidade do Gás fornecido | Transporte e distribuição | Conformidade dos Valores do Poder Calorífico Superior do Gás Fornecido |
| | | Conformidade dos Valores do Índice de Wobbe do Gás Fornecido |
| | | Conformidade dos Valores de Odorização do Gás Fornecido |
| | | Conformidade dos Valores da Pressão de Abastecimento |

| Tipo | | Indicador |
|---------------------|--------------|--|
| Qualidade comercial | Transporte | Conformidade dos prazos de abastecimento estabelecidos contratualmente |
| | | Tempo de resposta a situações de emergência (< 90 minutos) |
| | | Conformidade da frequência das leituras do contador de um ponto de entrega de um cliente |
| | | Tempo de resposta a pedidos de informação (<30 dias úteis) |
| | | Tempo de resolução de reclamações (<20 dias úteis) |
| | Distribuição | Tempo de espera no atendimento presencial (<20 minutos) |
| | | Tempo de espera no atendimento telefónico (<60 segundos) |
| | | Conformidade dos prazos de abastecimento estabelecidos contratualmente (clientes Classe B) |
| | | Tempo de execução de ramais - clientes Classe A - <22 dias úteis |
| | | Tempo de ligação - clientes Classe A, mercado existente - <22 dias úteis |
| | | Tempo de ligação - clientes Classe A, mercado novo - <2 dias úteis |
| | | Cumprimento do Plano de Visitas Estabelecido |
| | | Tempo de resposta a situações de emergência (<60 minutos) |
| | | Tempo de reposição do abastecimento de gás (<24 horas) |
| | | Conformidade da frequência de leituras do contador de um ponto de entrega de um cliente |
| | | Tempo de resposta a pedidos de informação (<22 dias úteis) |
| | | Tempo de resolução de reclamações (<22 dias úteis) |

Fonte: Empresas do sector

Como se verifica, pelo quadro anteriormente apresentado, a qualidade de serviço é avaliada de forma geral, referindo-se a um conjunto de clientes com características comuns ou à globalidade de uma infra-estrutura.

4.1.4 TARIFAS DE USO DE REDE

Não estando ainda atribuído o direito de acesso às redes, não existem tarifas de uso das redes. Durante 2005, as tarifas de venda de gás natural para clientes domésticos (até 10 000 m³(n)/ano) foram homologadas pelo Governo. Acima do consumo de 10 000 m³(n)/ano, as tarifas foram negociadas entre os detentores das concessões ou das licenças e os respectivos clientes.

4.1.5 BALANÇO

O Operador da Rede de Transporte assegura o balanço do sistema.

4.1.6 ACESSO AO ARMAZENAMENTO, LINEPACK E OUTROS SERVIÇOS DE SISTEMA

As instalações de armazenamento existentes incluem dois reservatórios no terminal portuário de Sines com uma capacidade para 240 000 m³ de gás natural liquefeito (GNL). Existem instalações subterrâneas de armazenamento de GNL, com o objectivo de armazenamento estratégico, com um volume geométrico total de 950 000 m³, encontrando-se outras duas instalações subterrâneas em construção. Estas instalações pertencem à empresa concessionária da rede de transporte.

4.1.7 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DE REDES

Actualmente não existe separação jurídica entre as actividades de redes e comercialização. No entanto, os desenvolvimentos legislativos entretanto ocorridos no sector do gás natural, já descritos em 2.6.2, e as propostas de regulamentação cuja publicação está prevista para o início de Setembro de 2006 assegurarão, a breve prazo, a separação dos operadores das redes e das restantes infra-estruturas (armazenagem subterrânea e terminal de GNL) relativamente às actividades exercidas em regime de concorrência.

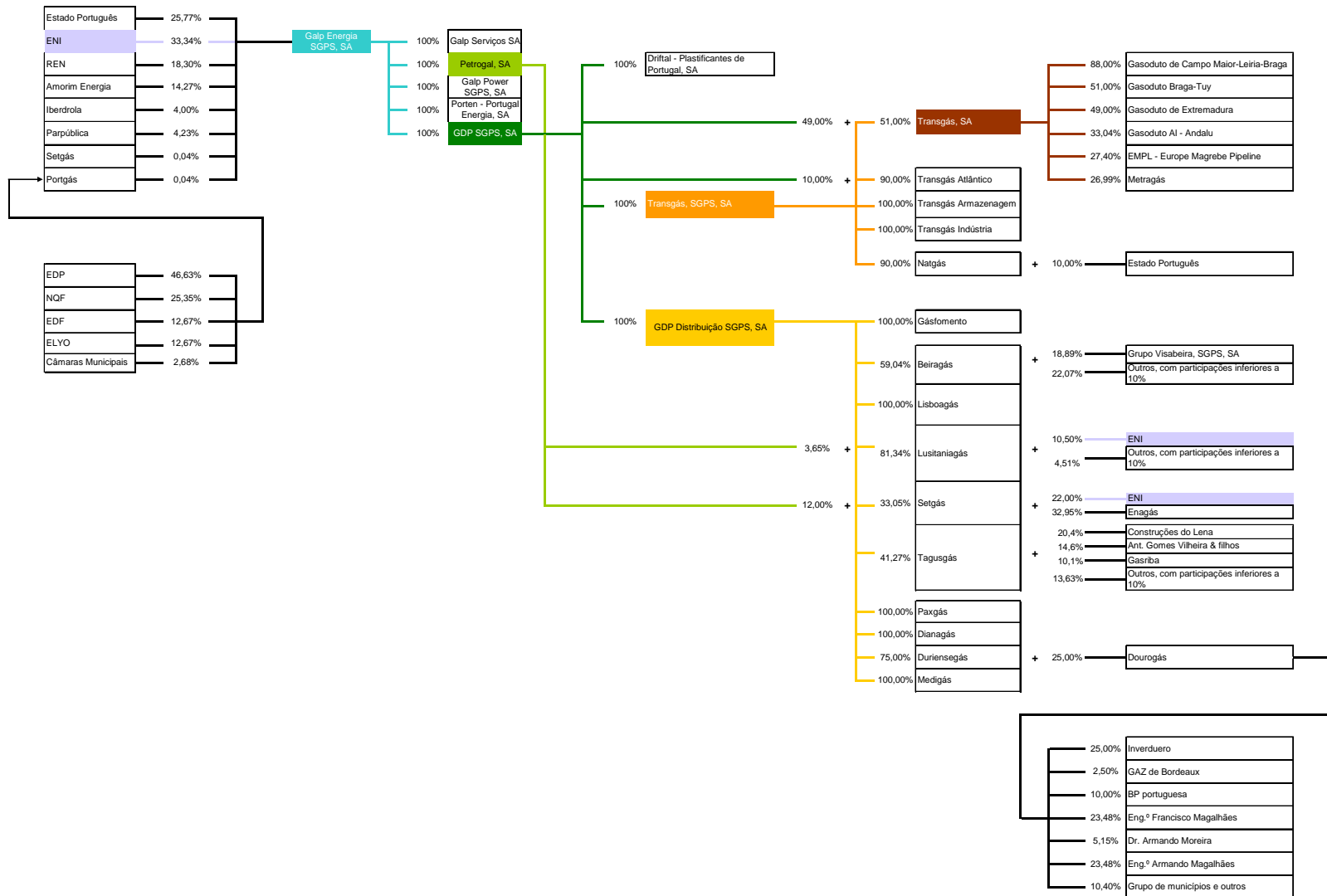
De acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, a actividade de distribuição é juridicamente separada da actividade de transporte e das demais actividades não relacionadas com a distribuição, não sendo obrigatória esta separação quando os distribuidores abasteçam um número de clientes inferior a 100 000.

4.2 CONCORRÊNCIA

4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

Os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria, através de contratos *take-or-pay* de longo prazo. O consumo total em 2005 foi de 4,12 bcm, tendo o gás natural sido totalmente importado pela empresa detentora das infra-estruturas de transporte que é, actualmente, a titular dos contratos de aquisição de gás.

Figura 4-1 – Estrutura accionista das empresas do sector do gás natural



A mais importante empresa estrangeira participante no sector energético é a ENI (Itália) com 33,34% da Galp, SGPS, detentora da GDP, SGPS, a qual possui a Transgás, SGPS (TSO).

4.2.2 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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.

O consumo de gás nos sectores eléctrico, industrial e comercial/doméstico registado em Portugal em 2005 consta no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 – Consumo de gás natural em 2005

| | bcm | % |
|---------------------------------|--------------|--------------|
| Consumo do sector eléctrico | 2,013 | 48,9 |
| Consumo industrial em cogeração | 0,557 | 24,1 |
| Outro consumo industrial | 0,890 | 5,6 |
| Consumo comercial e doméstico | 0,656 | 15,9 |
| Consumo total 2005 | 4,116 | 100,0 |

Fonte: Transgás

O sector continuará a funcionar através de concessões ou de licenças de distribuição, até ao termo do estatuto de mercado emergente. As mais importantes concessionárias de distribuição em volume de gás distribuído em 2005 foram a LisboaGás (32%), a PortGás (28%) e a Lusitaniagás (23%).

A Galp detém participações em todas as distribuidoras, tal como evidenciado Figura 4-1, excepto na PortGás, S.A.

Os preços de gás praticados em Portugal a 1 de Janeiro de 2005 para os escalões seleccionados, publicados pela Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE), foram os seguintes:

Quadro 4-3 – Preços de gás natural publicados pelo Eurostat

| Consumidor-tipo (Eurostat) | Preço (01.01.2005) |
|----------------------------|--------------------|
| D1 (eur/GJ) com impostos | 19,70 |
| D2 (eur/GJ) com impostos | 17,62 |
| I2 (eur/GJ) sem IVA | 8,20 |
| I3-1 (eur/GJ) sem IVA | 6,03 |
| I4-1 (eur/GJ) sem IVA | 4,15 |
| I4-2 (eur/GJ) sem IVA | 4,04 |

Fonte: DGGE, EUROSTAT

Estes preços não se encontram ainda desagregados nas suas diferentes componentes dado o mercado não ter sido ainda liberalizado e, portanto, não ter ainda sido sujeito a regulação tarifária.

Os procedimentos para estabelecimento das tarifas de gás natural processam-se de maneira diferente consoante a rede a que o utilizador se encontra ligado:

A) INSTALAÇÕES LIGADAS À REDE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

A Transgás, S.A. (vendedora) obriga-se a fornecer à empresa distribuidora (compradora) e esta obriga-se a adquirir-lhe gás natural. Depois de iniciados os fornecimentos de gás natural, a compradora adquirirá à vendedora todo o gás natural que necessite para fazer face à procura na sua área de concessão. No entanto, a compradora poderá produzir ou adquirir de terceiros gases de substituição do gás natural, nos seguintes casos:

- Se obtiver prévia autorização por escrito da vendedora.
- Se a vendedora estiver temporariamente impossibilitada de fornecer.
- Se o gás de substituição se destinar ao abastecimento de novas áreas, onde e enquanto o gás natural não puder ser utilizado de forma económica.

O gás natural será fornecido a uma pressão relativa, compreendida entre 16 e 19 bar.

Os fornecimentos a grandes consumidores directos, cujo abastecimento compete à vendedora, mas se encontram na vizinhança da rede de distribuição da distribuidora, ou os fornecimentos a clientes desta que se encontram na vizinhança do gasoduto da vendedora, podem ser efectuados pela outra parte, se ambos nisso acordarem.

Os clientes da compradora que passem a consumir mais de 2 000 000 m³(n)/ano de gás natural e os clientes da vendedora, cujo consumo se torne inferior a este limite, poderão continuar a ser abastecidos, respectivamente, pela compradora ou pela vendedora, se ambas nisso acordarem.

Se a quantidade de gás natural disponível num dado momento for insuficiente para satisfazer todos os clientes da vendedora, esta dará preferência ao abastecimento da compradora e das demais concessionárias/licenciadas de distribuição de gás natural; se não for possível fornecer, por inteiro, os volumes por estas requisitados, a quantidade existente será repartida entre a compradora e as outras concessionárias de distribuição de gás natural, na proporção das respectivas quantidades levantadas nos últimos 12 meses.

Para os clientes com instalações com um consumo anual superior a 2 000 000 m³(n) de gás natural, ligados à Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, propriedade da empresa Transgás, e para as empresas de distribuição, os preços do gás natural são negociados livremente nos termos dos respectivos contratos estabelecidos entre a Transgás e cada um destes utilizadores, conforme previsto do Contrato de Concessão de Serviço Público de Importação, Transporte e Fornecimento de Gás Natural firmado entre o Estado Português e a Transgás. Os preços praticados aos distribuidores pela Transgás são actualizados trimestralmente sob homologação do ministro que tutela a área da Economia, conforme estipulado nos contratos de compra e venda de gás natural estabelecidos entre estas empresas.

Para as centrais termoeléctricas pertencentes ao Sistema Eléctrico de Serviço Público que produzem energia eléctrica a partir de gás natural, os preços do gás natural decorrem de um contrato estabelecido entre a Transgás e a REN, sendo o termo fixo actualizado anualmente e o termo variável trimestralmente.

Existem duas tarifas em regime firme (tarifas A e B) e uma tarifa para o regime interruptível. A tarifa A é aplicável a clientes que utilizem o gás natural em actividades ou processos industriais com exclusão dos processos de produção combinada de calor e electricidade. A tarifa B é aplicável a clientes que utilizem o gás natural em processos de produção combinada de calor e electricidade – cogeração. O preço interruptível é aplicado no caso em que o fornecimento de gás natural pode ser interrompido mediante um pré-aviso acordado e o cliente se compromete a manter em condições de utilização um combustível alternativo. O desconto associado ao preço interruptível depende do consumo anual, do pré-aviso de interruptibilidade e do tempo máximo de interrupção anual de fornecimento de gás natural.

Tanto a tarifa A como a tarifa B já foram revistas desde a sua definição em 1997, em Maio de 2002 e Abril de 2002, respectivamente.

As alterações introduzidas no cálculo da tarifa A foram:

- O termo variável passou a estar indexado ao preço do fuel com 1% de enxofre.
- A indexação à média semestral do preço do fuel em vez da média do último mês.

- Termo fixo da tarifa A igual ao termo fixo da tarifa B.
- O desconto de quantidade da tarifa A deixou de ser uma percentagem do termo variável e passou a ser um valor absoluto.

As alterações na tarifa A não resultaram num benefício para todos os clientes, pelo que a sua aplicação tem sido efectuada de forma gradual à medida que os contratos existentes com os clientes estão a ser renovados.

A principal alteração na tarifa B foi a introdução de um desconto, que depende directamente da regularidade de funcionamento da instalação de cogeração do cliente. Como esta alteração se traduziu num preço final sempre inferior para o cliente, foi aplicada desde a data da sua revisão a todos os clientes.

B) INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Para os clientes com instalações com um consumo anual superior ou igual a 10 000 m³ de gás natural, ligadas às Redes de Distribuição de Gás Natural, os preços do gás natural são sujeitos a negociação entre as concessionárias de distribuição de gás natural e os clientes.

Para os restantes clientes com instalações em que um consumo anual é inferior a 10 000 m³ de GN, ligadas às Redes de Distribuição de Gás Natural, os preços do gás natural são propostos anualmente pelas concessionárias/licenciadas de distribuição de gás natural, sendo homologados pelo ministro que tutela a área da Economia, de acordo com estabelecido nos respectivos contratos e licenças de concessão.

4.2.3 OPERAÇÕES DE CONCENTRAÇÃO

Durante o ano de 2005 a única operação de concentração que ocorreu no sector do gás natural consistiu na aquisição, pela empresa NQF Energia, SGPS, S.A. (NQF Energia), à empresa Endesa Gas, S.A. do controlo exclusivo da empresa NQF Gás, SGPS, S.A. (NQF Gás).

Actividades das empresas envolvidas:

- NQF Energia – sociedade gestora de participações sociais, integralmente detida pela empresa EDP - Energias de Portugal, S.A..
- NQF Gás – sociedade gestora de participações em sociedades cujo objecto e actividade principal se centra na distribuição de gás natural em baixa pressão. A NQF Gás é, actualmente, detida pela empresa EDP – Energias de Portugal S.A. e pela empresa espanhola, Endesa Gas, S.A..

A Autoridade da Concorrência decidiu “não se opor à operação de concentração, uma vez que a mesma não é susceptível de criar ou reforçar uma posição dominante da qual possam resultar entraves significativos à concorrência no mercado da distribuição de gás natural em baixa pressão na região norte litoral de Portugal Continental”.

5 SEGURANÇA DE FORNECIMENTO

5.1 ELECTRICIDADE

5.1.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2005

O consumo de energia eléctrica manteve em 2005 o ritmo de crescimento do ano anterior com uma variação de 5,4% (4,7% com correcção de temperatura e número de dias úteis).

Em 2005 a produtividade hidroeléctrica foi excepcionalmente reduzida. As centrais hidroeléctricas do SEP e do SENV contribuíram para o abastecimento de 9% do consumo, enquanto as térmicas contribuíram para 64%. As entregas dos Produtores em Regime Especial continuaram a crescer acentuadamente, atingindo 13% do consumo.

Nas trocas com o estrangeiro, o saldo importador subiu ligeiramente face ao ano anterior, tendo-se verificado que 14% do consumo nacional foi abastecido através de energia eléctrica importada de Espanha.

O consumo dos clientes do SENV aumentou 45%, representando 22% do total abastecido pela rede pública.

Em 2005 entraram em serviço o terceiro grupo da central de ciclo combinado do Ribatejo, com 392 MW de potência, dois grupos reversíveis da central hidroeléctrica de Frades, com 196 MW, e 532 MW de capacidade em regime especial, correspondentes a 110 MW instalados por produtores térmicos, 1 MW por produtores hidráulicos e 421 MW por produtores eólicos.

Na Rede Nacional de Transporte foi efectuado o reforço da capacidade de transporte das linhas de 220 kV, o que contribui para o aumento da capacidade de trocas com a rede espanhola, bem como a extensão dos 400 kV na área de Lisboa.

A repartição da produção de electricidade por fonte de energia nos anos de 2003 e 2005 é apresentada no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 – Repartição da produção

| | 2005 | 2004 | 2003 |
|---------------------|------|------|------|
| Gás | 24% | 21% | 14% |
| Saldo Importador | 14% | 14% | 6% |
| Fuel | 10% | 4% | 6% |
| Carvão | 30% | 31% | 31% |
| Hidráulica | 9% | 20% | 35% |
| Prod. Reg. Especial | 13% | 10% | 8% |

Fonte: Dados de 2005 obtidos a partir da REN (Caracterização da RNT para efeitos de acesso em 31 de Dezembro de 2005)

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

Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo

| | 2005 | 2004 | Variação |
|--------------------------|--------|--------|----------|
| | (GWh) | (GWh) | (%) |
| PRODUÇÃO HIDRÁULICA | 4 523 | 9 216 | -50,9 |
| Centrais do SEP+EDIA | 4 360 | 8 818 | -50,6 |
| Centrais do SENV | 163 | 398 | -59,0 |
| PRODUÇÃO TÉRMICA | 30 621 | 25 749 | 18,9 |
| Centrais SEP | 25 533 | 22 331 | 14,3 |
| Centrais SENV | 5 088 | 3 418 | 48,9 |
| PRODUÇÃO TOTAL SEP+SENV | 35 144 | 34 965 | 0,5 |
| PROD. EM REGIME ESPECIAL | 6 545 | 4 469 | 46,5 |
| SALDO IMPORTADOR | 6 820 | 6 480 | 5,2 |
| BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA | 568 | 408 | 39,2 |
| CONSUMO TOTAL | 47 941 | 45 507 | 5,4 |

Fonte: Dados de 2005 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2005)

A potência máxima solicitada à rede pública verificou-se no dia 27 de Janeiro com 8528 MW, valor que ultrapassa em cerca de 280 MW o anterior máximo observado em Dezembro de 2004.

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

Quadro 5-3 – Potência máxima anual

| Ano | Dia | Potência (MW) | Variação (%) |
|------|--------|---------------|--------------|
| 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 2005 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2005)

A previsão da entidade concessionária da RNT 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 2005 (%) |
|------|---------------|-----------------------------|
| 2005 | 8 528 | - |
| 2006 | 9 010 | 5,7 |
| 2008 | 9 900 | 9,9 |
| 2011 | 11 150 | 12,6 |

Fonte: REN (Plano de Investimentos na RNT 2006-2011)

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

Quadro 5-5 – Parque electroprodutor

| | 2005 | 2004 | Varição |
|-------------------------------------|--------|--------|---------|
| | (MW) | (MW) | (MW) |
| POTÊNCIA INSTALADA SEP+SENV | 10 433 | 9 845 | 588 |
| CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS | 4 582 | 4 386 | 196 |
| Centrais SEP/EDIA | 4 339 | 4 143 | 196 |
| Centrais SENV | 243 | 243 | 0 |
| CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS | 5 851 | 5 459 | 392 |
| Carvão | 1 776 | 1 776 | 0 |
| Fuel | 1 476 | 1 476 | 0 |
| Fuel / Gás natural | 236 | 236 | 0 |
| Gasóleo | 197 | 197 | 0 |
| Gás natural | 2 166 | 1 774 | 392 |
| POTÊNCIA INSTALADA P. REG. ESPECIAL | 2 388 | 1 856 | 532 |
| Produtores Térmicos | 1 159 | 1 049 | 110 |
| Produtores Hidráulicos | 333 | 332 | 1 |
| Produtores Eólicos | 896 | 475 | 421 |
| TOTAL | 12 821 | 11 701 | 1 120 |

Fonte: REN (Dados Técnicos 2005)

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

Quadro 5-6 – Margem de capacidade

| | 2005 (MW) | 2004 (MW) | 2000 (MW) | 2005/2000 |
|--------------------------|----------------|----------------|----------------|-----------|
| Potência instalada total | 12 821 | 11 708 | 9 947 | 1,29 |
| Térmica | 5 851 | 5 460 | 4 855 | 1,21 |
| Hidráulica | 4 582 | 4 386 | 4 184 | 1,10 |
| PRE | 2 388 | 1 862 | 908 | 2,63 |
| Potência máxima anual | 8 528 | 8 249 | 6 890 | 1,24 |
| Margem de capacidade | 4 293 (33%) | 3 459 (30%) | 3 057 (31%) | 1,40 |

Fonte: Dados de 2005 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2005)

Dos principais desenvolvimentos do parque electroprodutor, durante o ano de 2005, destacam-se:

- A entrada em serviço do terceiro grupo da central de ciclo combinado do Ribatejo com 392 MW de potência.
- A entrada em serviço de dois grupos reversíveis da central hidroeléctrica de Frades com 196 MW.
- A instalação de mais 532 MW de produção em regime especial.
- A ligação à rede dos parques eólicos de Terras Altas de Fafe, o primeiro a ser ligado directamente à RNT, de Pampilhosa da Serra e do Pinhal Interior.

Na Rede Nacional de Transporte foi efectuada o reforço da capacidade de transporte das linhas de 220 kV, o que contribui para o aumento da capacidade de trocas com a rede espanhola, bem como a extensão dos 400 kV na área de Lisboa. A capacidade de importação apresentou nos dias úteis um valor médio de 1156 MW, o que representou uma subida de 100 MW relativamente a 2004. A capacidade de exportação apresentou também uma subida face a 2004, tendo passado de um valor médio de 750 MW para 1150 MW.

5.1.2 INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO

O enquadramento legislativo em vigor em 2005 distinguia o licenciamento de investimentos no sistema electroprodutor vinculado de serviço público do licenciamento de investimentos no sistema independente, que incluía a produção em regime especial.

Os investimentos no sistema vinculado eram planeados centralmente e a sua autorização era da competência do Governo através da Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE), sendo os planos de expansão dos centros electroprodutores aprovados pelo Ministro da Economia. Os investimentos no sistema independente, apesar de resultarem da decisão dos empreendedores independentes em os realizar, estavam dependentes de um conjunto de procedimentos de licenciamento e de autorização por parte da DGGE que, no essencial, acabava por se enquadrar num modelo com exigências e incidências semelhantes às do planeamento centralizado.

Entretanto foi aprovado um novo enquadramento legislativo consubstanciado no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e no Decreto-Lei aprovado pelo Conselho de Ministros de 8 de Junho. No âmbito dos princípios, esta legislação apresenta a perspectiva de que o exercício da actividade de produção de electricidade se processa em regime de livre concorrência, alinhando com a perspectiva da directiva do mercado interno da electricidade em que a existência de oferta de electricidade adequada depende, fundamentalmente, das decisões e do comportamento de produtores e de comercializadores actuando em regime de livre concorrência. No entanto, verifica-se que na sua concretização existe uma preocupação excessiva de intervenção administrativa do Estado que, para além de burocrática, se aproxima do modelo do planeamento centralizado da produção, em que a autorização dos investimentos da produção é da competência do Governo através da DGGE.

5.1.3 PLANEAMENTO DA RNT E INVESTIMENTOS NAS INTERLIGAÇÕES

O Operador da Rede de Transporte é responsável pela elaboração, de dois em dois anos, do Plano de Investimentos na RNT, com um horizonte de seis anos, que descreve as principais necessidades da rede de transporte incluindo as interligações. O Plano de Investimentos na RNT deve incluir as obras necessárias para ligar à rede os consumidores em MAT, os produtores convencionais, os produtores em regime especial, assim como as instalações do distribuidor em MT e AT.

O Operador da Rede de Transporte elabora o Plano de Investimentos na RNT baseado nos melhores valores disponíveis para:

- Previsão de cargas.
- Evolução do sistema electroprodutor.

- Previsão das novas ligações de centrais baseadas em energias renováveis, nomeadamente eólica.
- Previsão dos trânsitos nas interligações.

O Operador da Rede de Transporte é responsável pela decisão dos investimentos a efectuar na rede, tendo em atenção critérios técnicos e económicos, nomeadamente os relacionados com as seguintes questões:

- Padrões técnicos.
- Padrões de segurança.
- Redução de perdas na rede.
- Redução da energia não servida.
- Probabilidade de perda de carga.

Os padrões técnicos do transporte estão estabelecidos no Regulamento da Rede de Transporte, que é elaborado, aprovado e publicado pela DGGE, mediante proposta do Operador da Rede de Transporte.

Os padrões de segurança do planeamento são elaborados pelo Operador da Rede de Transporte e submetidos a parecer da ERSE.

Estes padrões técnicos e de segurança são tidos em consideração na elaboração do Plano de Investimentos, o que implica a simulação da rede de acordo com os critérios de planeamento, de forma a assegurar o bom funcionamento e operação da rede, tendo em atenção:

- a detecção de congestionamentos e outros problemas de exploração da rede;
- as obras actualmente em curso.

A decisão de reforçar ou construir novos elementos da rede é feita com base em critérios económicos. Neste processo são tidas em consideração soluções alternativas e comparadas em termos de custos (investimento, operação e manutenção) e benefícios (redução de perdas e energia não fornecida).

Depois de tomada a decisão sobre as melhores soluções, o Plano de Investimentos na RNT para os próximos dez anos (sendo que apenas os primeiros seis anos constituem o plano formal, para o qual os projectos são definidos em pormenor) é sujeito a parecer da ERSE todos os dois anos.

No caso específico de investimentos em interligações, várias considerações adicionais são tidas em consideração, tais como:

- Confirmação dos Padrões de Segurança.
- Aumento da capacidade de interligação para fins comerciais.

Em paralelo com esta abordagem, os operadores de rede Português e Espanhol estão envolvidos na revisão dos critérios e procedimentos de planeamento, bem como de propostas conjuntas de expansão das redes, no âmbito dos trabalhos em curso para a implementação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). Neste sentido, para além da continuação do aumento da capacidade de transporte das linhas de 220 kV, está previsto reforçar a interligação do Douro Internacional com a construção de uma nova linha a 400 kV. Todos os investimentos na rede de transporte, incluindo as interligações, são regulados pela ERSE, não existindo capacidade de interligação reservada para qualquer agente.

Já durante 2006, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e o decreto-lei aprovado pelo Conselho de Ministros de 8 de Junho de passaram a estabelecer um novo enquadramento legislativo que altera o procedimento de planeamento da RNT, substituindo a regulamentação em vigor que permitia, na opinião da ERSE, assegurar uma participação mais efectiva de todos os agentes do sector.

De acordo com a directiva do mercado interno da electricidade, a regra geral a que se encontram sujeitos os operadores das redes de transporte, é a obrigação de “[a]ssegurar a capacidade a longo prazo da rede para atender pedidos razoáveis de transporte de electricidade”. Assim, o ponto de partida conceptual para o desenvolvimento das redes deve ser o de assegurar a ligação e o acesso a todos os agentes que apresentem “pedidos razoáveis de transporte de electricidade”, só recusando pedidos “não razoáveis” com base em justificação objectiva. Neste sentido, a expansão da rede deve seguir a expansão do mercado. Nem o operador da rede, nem o legislador ou o regulador, devem ter a pretensão de “saber tanto ou mais que o mercado” imaginando estar em condições de determinar *a priori* a estrutura óptima da rede, pretendendo dessa forma determinar indirectamente, qual planeamento central, as decisões de investimentos privados no que se refere à produção e comercialização.

Deste modo, considera-se fundamental que seja assegurado o envolvimento dos utilizadores da rede, sejam eles consumidores, produtores ou agentes de mercado, no processo de planeamento da RNT, através da sua participação numa consulta pública que lhes permita expressar as suas necessidades.

5.1.4 NOVOS INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO

A evolução prevista pela entidade concessionária da RNT do parque electroprodutor para os próximos anos inclui a entrada em serviço de quatro grupos térmicos de base, TGCC, de 400 MW e de duas centrais de ponta, TGCS, de 250 MW. Relativamente a centrais hidráulicas de grande dimensão, não se prevê a curto prazo a entrada em serviço de nenhuma central deste tipo. No tocante à Produção em Regime Especial, a evolução prevista para este tipo de produção é a indicada no Quadro 5-7, onde foi já incluído o objectivo, para a energia eólica, expressa na Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005.

Quadro 5-7 – Evolução prevista para a PRE

| | 2006 | 2008 | 2011 |
|--------------|-------|-------|-------|
| Eólica | 1 950 | 3 350 | 5 100 |
| Mini hidrica | 370 | 410 | 570 |
| Cogeração | 1 289 | 1 426 | 1 875 |
| RSU | 96 | 110 | 180 |
| Outros | 57 | 253 | 620 |
| Total (MW) | 3 762 | 5 549 | 8 345 |

Fonte: REN (Plano de Investimentos na RNT 2006-2011)
Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005

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 sobrecusto¹⁵ que resulta deste incentivo é suportado pela tarifa de Uso Global do Sistema.

A evolução prevista do parque electroprodutor inclui igualmente as desclassificações, até 2008, da central de Tunes, com 198 MW, e das centrais do Barreiro, com 56 MW, e do Carregado, com 710 MW, em 2010 e 2011, respectivamente.

5.2 GÁS

5.2.1 CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

O primeiro contrato de aprovisionamento de gás natural foi celebrado em finais de 1993 entre a Sonatrach e a Transgás. Este contrato estabelece a obrigação de fornecimento de gás natural por parte da Sonatrach à Transgás, assim como a obrigação de aquisição e de pagamento das quantidades consumidas ou não (*take-or-pay*), por parte da Transgás. A quantidade contratual que a Sonatrach se

¹⁵ Calculado como a diferença entre o preço pago à produção em regime especial e o preço médio verificado no sistema eléctrico de serviço público.

obriga a fornecer à Transgás, designada por quantidade anual contratada (QAC)¹⁶, é de 2,34 bcm até 2020 (último ano contratual).

O volume de gás natural adquirido à Sonatrach representou, em 2005, 61% do volume total de compras, tendo-se situado 15% acima da QAC e 36% acima do respectivo nível de *take-or-pay*.

Para além deste, existem ainda três contratos de aquisição de gás natural com a Nigéria:

- NLNG.
- NLNG II
- NLNG Plus.

Em relação aos contratos NLNG e NLNG II, o gás natural é fornecido na forma liquefeita (GNL), o prazo contratual é de 20 anos e as quantidades contratadas são de 0,42 bcm/ano (NLNG I) e aproximadamente 1,0 bcm/ano (NLNG II).

O terceiro contrato de fornecimento de GNL com a Nigéria (NLNG +), teve início em 2005/6 e tem um prazo contratual de 20 anos com uma quantidade anual contratada de 2,0 bcm/ano.

Relativamente a novos contratos, foi negociado e assinado com a ENI um acordo de longo prazo, a vigorar entre 2006 a 2016, com vista à venda de 0,25 bcm de GNL.

Os dois contratos, em operação com a Nigéria (NLNG I e NLNG II), representaram em 2005 aproximadamente 37% do volume total de aquisições, correspondendo a 1,67 bcm fornecidos em 22 cargas de GNL.

Durante o ano em análise foram declaradas duas situações de força maior pelos dois principais fornecedores, NLNG e Sonatrach, que inviabilizaram a recepção de 70 Mm³(n) e de 42 Mm³(n), respectivamente.

O Quadro 5-8 apresenta a distribuição da percentagem de aquisições de gás natural entre os vários fornecedores ocorrida em 2005.

¹⁶ Para um poder calorífico entre 9150 e 9600 kcal/cm³.

Quadro 5-8 – Distribuição da percentagem das aquisições entre os vários fornecedores

| | 2005 | 2004 | Variação [%] |
|-----------------------|------|------|--------------|
| Argélia | 60,7 | 60,1 | 0,99 |
| Nigéria | 37,0 | 34,3 | 7,87 |
| Mercado “Spot” | 2,30 | 5,6 | - 58,9 |

Fonte: Transgás

5.2.2 CONTRATOS DE TRANSPORTE ENTRE TRANSGÁS, S.A. E AS GASODUTOS CAMPO MAIOR-LEIRIA-BRAGA, S.A. E BRAGA-TUY, S.A.

Em finais de 1994, a empresa espanhola Enagás (operador da rede de transporte espanhola) e a Transgás subscreveram um acordo no qual foram fixadas as linhas fundamentais do projecto de construção de um sistema de gasodutos de transporte com a finalidade de abastecerem os mercados português e espanhol, a partir da Argélia. Para a gestão deste sistema de transporte, a Enagás e a Transgás criaram um conjunto de empresas encarregues do transporte de gás natural em cada gasoduto. Assim, existem seis empresas de transporte de gás natural que operam ao longo do sistema de gasoduto desde a fronteira argelo-marroquina até à fronteira luso-espanhola de Valença: a Metragaz, S.A.; a EMPL, S.A.; a Gasoduto Al-Andaluz, S.A.; a Gasoduto Extremadura, S.A.; a Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A.; a Gasoduto Braga-Tuy, S.A.

As reservas de capacidade e as participações da Enagás e da Transgás no capital social das seis empresas são discriminadas no Quadro 5-9.

Quadro 5-9 – Reservas de capacidade e participações

| | Reserva de Capacidade | | Capital Social | | | | | | |
|------------------------------|-----------------------|----------|---------------------|-------|---------------------|-------|---------------------|------|---------------------|
| | Enagás | Transgás | Enagás | | Transgás | | Outros | | Total |
| | % | % | 10 ⁹ EUR | % | 10 ⁹ EUR | % | 10 ⁹ EUR | % | 10 ⁹ EUR |
| Metragaz | 72,83 | 27,17 | 31 825 | 72,33 | 11 875 | 26,99 | 300 | 0,68 | 44 000 |
| EMPL | 72,60 | 27,40 | 92 201 | 72,60 | 34 798 | 27,40 | 1 | 0,00 | 127 000 |
| Al-Andaluz | 66,96 | 33,04 | 23 743 | 66,96 | 11 716 | 33,04 | | | 35 459 |
| Extremadura | 41,20 | 58,80 | 9 732 | 51,00 | 9 350 | 49,00 | | | 19 082 |
| Campo Maior - Leiria - Braga | 12,00 | 88,00 | 3 234 | 12,00 | 23 712 | 88,00 | | | 26 946 |
| Braga - Tuy | 90,00 | 10,00 | 2 155 | 49,00 | 2 243 | 51,00 | | | 4 398 |

Fonte: Transgás

5.2.2.1 CONTRATO DE TRANSPORTE ENTRE A TRANSGÁS, S.A. E A GASODUTO CAMPO MAIOR-LEIRIA-BRAGA, S.A.

Foram celebrados dois contratos entre a Transgás, S.A. (Transgás) e a Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. (Gasoduto), em que um diz respeito à cessão de capacidade do gasoduto e o outro relativamente ao transporte de gás natural.

CONTRATO DE CESSÃO DE CAPACIDADE DO GASODUTO

O contrato de cessão de capacidade do gasoduto, entre a Transgás e a Gasoduto, foi assinado para vigorar desde o dia da sua assinatura (26 de Julho de 1996) até ao dia 14 de Outubro de 2028.

A utilização das instalações e direitos da Gasoduto relacionada com a distribuição de gás natural fica expressamente reservada à Transgás. A Transgás manter-se-á como titular das infra-estruturas e como responsável pela operação e manutenção do gasoduto.

O gasoduto tem um comprimento de 431,5 km e estende-se desde a fronteira luso-espanhola, município de Campo Maior, posição CTS 7000, até à estação de junção JCT 5000 situada nas proximidades de Vila Nova de Famalicão (a descrição pormenorizada do gasoduto consta do contrato). A Gasoduto faz o transporte de gás natural através do gasoduto até um caudal máximo de 417 500 m³/h.

A Gasoduto paga mensalmente à Transgás uma tarifa de transporte através do gasoduto, os custos da operação e manutenção do gasoduto na parte proporcional correspondente ao gás natural por si transportado em relação à quantidade total de gás natural transportado no gasoduto.

CONTRATO DE TRANSPORTE

O contrato de transporte, entre a Transgás, S.A. (utilizador) e a Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. (transportador), foi assinado para vigorar desde o dia da sua assinatura (26 de Julho de 1996) até 31 de Dezembro de 2020.

Segundo este contrato, a Gasoduto aceita no ponto de recepção o gás natural propriedade da Transgás, transporta-o através do gasoduto e entrega-o no ponto de entrega. A Gasoduto é a titular do direito de transporte no gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga.

Se vários utilizadores solicitarem um aumento de caudais horários, que no seu conjunto exceda a capacidade disponível, a Gasoduto satisfará os pedidos repartindo a capacidade disponível proporcionalmente às reservas de caudal horário dos utilizadores. Os pontos de entrega e respectiva distância ao ponto de recepção encontram-se discriminados no contrato.

A Gasoduto colocará à disposição da Transgás, no conjunto dos pontos de entrega, a mesma quantidade de gás natural propriedade da Transgás, em termos de energia, que tenha sido recebida no ponto de recepção, deduzida:

- Das quantidades entregues à Gasoduto para o enchimento do gasoduto. Tais quantidades serão deduzidas durante o primeiro mês de entregas e serão devolvidas à Transgás, o mais tardar, 3 meses após o termo do presente contrato.
- Das quantidades futuras de gás natural, propriedade dos utilizadores (incluindo a Transgás), que contribuirão para o enchimento do gasoduto na proporção das quantidades contratadas em firme, no âmbito de cada contrato de transporte, e serão libertadas por cada um proporcionalmente.
- Das quantidades entregues à Gasoduto para sua utilização como gás carburante.
- Das perdas de gás natural propriedade da Transgás, contabilizadas ou não, que serão determinadas na proporção das quantidades mensais totais realmente transportadas.

As pressões definidas no contrato são:

- Pressão de operação do sistema – entre 35 e 84 bar.
- Pressão de recepção – igual ou superior a 79 bar.
- Pressão de entrega:
 - Braga – igual ou superior a 46 bar.
 - Restantes – entre 45 e 84 bar.

A Transgás tem o tratamento de cliente mais favorecido, relativamente à reserva de caudal horário estabelecida neste contrato. Existe uma cláusula de *ship or pay*, segundo a qual tanto a componente fixa como a variável serão pagas pela Transgás em todos os casos, incluindo aqueles em que a Gasoduto não receba gás natural propriedade da Transgás no ponto de recepção para ser transportado aos pontos de entrega, qualquer que seja o motivo, incluindo força maior, mas excluindo dolo ou negligência da Gasoduto.

A Gasoduto factura um termo fixo e um termo variável. O termo fixo, unitário, é aplicável à reserva de caudal horário expresso em €/m³ (n)/h e por km, para cada período anual, e é pago em duodécimos. O termo variável unitário é aplicável às quantidades transportadas em €/m³ (n) e por km.

5.2.2.2 CONTRATO DE TRANSPORTE ENTRE A TRANSGÁS, S.A. E A GASODUTO BRAGA-TUY, S.A.

Foram celebrados dois contratos entre a Transgás, S.A. (Transgás) e a Gasoduto Braga-Tuy, S.A. (Gasoduto), um dos contratos diz respeito à cessão de capacidade do gasoduto e o outro é relativo ao transporte de GN.

CONTRATO DE CESSÃO DE CAPACIDADE DO GASODUTO

O contrato de cessão de capacidade do gasoduto assinado entre a Transgás, S.A. e Gasoduto Braga-Tuy, S.A., foi assinado para vigorar desde o dia da sua assinatura (26 de Julho de 1996) até ao dia 14 de Outubro de 2028.

A utilização das instalações e direitos do gasoduto Braga-Tuy, relacionada com a distribuição de gás natural fica expressamente reservada à Transgás. A Transgás manter-se-á como titular das infra-estruturas e responsável pelas obras e acções necessárias para a conclusão do gasoduto. A operação e manutenção do gasoduto é da responsabilidade da Transgás.

O gasoduto tem um comprimento de 75 km e estende-se desde a estação de junção JCT 5000, situada nas proximidades de Vila Nova de Famalicão, até à fronteira luso-espanhola (a descrição pormenorizada do gasoduto consta da cláusula 2ª do contrato). A Gasoduto faz o transporte de gás natural através do gasoduto até um caudal máximo de 67 000 m³/h.

A Gasoduto paga mensalmente à Transgás uma tarifa de uso de transporte através do gasoduto, os custos da operação e manutenção do gasoduto na parte proporcional correspondente ao gás natural por si transportado em relação à quantidade total de gás natural transportado no gasoduto.

CONTRATO DE TRANSPORTE

O contrato de transporte assinado entre a Transgás, S.A. (utilizador) e a Gasoduto Braga-Tuy, S.A. (transportador), foi assinado para vigorar desde o dia da sua assinatura (26 de Julho de 1996) até 31 de Dezembro de 2020.

Segundo este contrato, a Gasoduto aceita no ponto de recepção o gás natural propriedade da Transgás, transporta-o através do gasoduto e entrega-o no ponto de entrega.

Existem 2 pontos de entrega, Ponte Lima e Tuy, cuja distância ao ponto de recepção é de 40 e 75 km, respectivamente. A Transgás poderá ampliar o número de pontos de recepção e/ou entrega, suportando os respectivos custos.

Se vários utilizadores solicitarem um aumento de caudais horários, que no seu conjunto exceda a capacidade disponível, a Gasoduto satisfará os pedidos repartindo a capacidade disponível proporcionalmente às reservas de caudal horário dos utilizadores.

A Gasoduto porá à disposição da Transgás no conjunto dos pontos de entrega a mesma quantidade de gás natural propriedade da Transgás, em termos de energia, que tenha sido recebida no ponto de recepção, deduzida:

- Das quantidades entregues à Gasoduto para o enchimento do gasoduto. Tais quantidades serão deduzidas durante o primeiro mês de entregas e serão devolvidas à Transgás, o mais tardar, 3 meses após o termo do presente contrato.
- Das quantidades futuras de gás natural, propriedade dos utilizadores (incluindo a Transgás), que contribuirão para o enchimento do gasoduto na proporção das quantidades contratadas em firme, no âmbito de cada contrato de transporte e serão libertadas por cada um proporcionalmente.
- Das quantidades entregues à Gasoduto para sua utilização como gás carburante.
- Das perdas de gás natural propriedade da Transgás, contabilizadas ou não, que serão determinadas na proporção das quantidades mensais totais realmente transportadas.

As pressões definidas no contrato são:

- Pressão de operação do sistema – entre 35 e 84 bar.
- Pressão de recepção – igual ou superior a 46 bar.
- Pressão de entrega – igual ou superior a 45 bar.

A Transgás tem o tratamento de cliente mais favorecido, relativamente à reserva de caudal horário estabelecida neste contrato.

Existe uma cláusula de *ship or pay*, segundo a qual tanto a componente fixa como a variável serão pagas pela Transgás em todos os casos, incluindo aqueles em que a Gasoduto não receba gás natural propriedade da Transgás no ponto de recepção para ser transportado aos pontos de entrega, qualquer que seja o motivo, incluindo força maior, mas excluindo dolo ou negligência da Gasoduto.

A propriedade e risco de perda de GN desde que é recebido no ponto de recepção até que é entregue ao utilizador no ponto de entrega corresponderá ao utilizador na proporção da quantidade de gás natural propriedade do utilizador em relação à quantidade total de gás natural existente no gasoduto.

Qualquer encargo que recaia sobre o gás natural (transporte, armazenamento, venda ou entrega) fica a cargo do utilizador.

A Gasoduto factura um termo fixo e um termo variável. O termo fixo, unitário, é aplicável à reserva de caudal horário expresso em €/m³ (n)/h e por km, para cada período anual, e é pago em duodécimos. O termo variável unitário é aplicável às quantidades transportadas em €/m³ (n) e por km.

5.2.3 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2005

Os consumos de gás natural em Portugal têm registado uma rápida evolução, justificada pelas seguintes razões:

- Aumento do número de instalações consumidoras de gás natural em resultado da expansão das redes de distribuição nos termos previstos nos contratos de concessão.
- Aumento do consumo de gás natural para produção de energia eléctrica, da Central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e da central Termoeléctrica do Ribatejo (TER) – com a entrada em funcionamento de um novo grupo electroprodutor.

É de realçar o aumento nos consumos verificados, para produção de energia eléctrica, com causa nas condições meteorológicas desfavoráveis, frio e seco, verificadas na península Ibérica, o que obrigou o recurso às centrais mencionadas.

A actividade comercial verificada em 2005 é apresentada no Quadro 5-10.

Quadro 5-10 – Actividade comercial

| | 2005 | 2004 | Variação [%] |
|-------------------------|------|------|--------------|
| Importação [bcm] | 4,24 | 4,02 | 5,5 |
| Consumo [bcm] | 4,12 | 3,64 | 13,2 |
| Trading [bcm] | 0,12 | 0,38 | - 68,4 |

Fonte: Transgás

TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

A entrada de gás natural na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), verificada no ano de 2005, foi de 4,12 bcm. Apesar do aumento do consumo verificado em 2005, importa referir que actualmente existe capacidade disponível para um rápido desenvolvimento do sector. A capacidade máxima de importação de gás natural por gasoduto é de 8,95 bcm, facto este que corrobora o carácter de sobrecapacidade da RNTGN.

A entrada de GN na RNTGN, em 2005, pelos seus pontos de entrada foi a seguinte:

- 36% por Sines (gás natural proveniente da regaseificação de GNL no Terminal da Transgás Atlântico).
- 64% por Campo Maior (gás natural proveniente da Argélia através do gasoduto do Magreb).

Em termos globais anuais, verificou-se um acréscimo de 14% no valor do consumo relativamente ao ano de 2004.

ARMAZENAMENTO DE GNL NO TERMINAL

A obrigação de segurança no fornecimento de gás natural, por um lado, e a necessidade de diversificar as fontes nacionais de importação de gás natural, por outro lado, levou em 2003 à construção do terminal de GNL em Sines. Esta infra-estrutura possui uma capacidade máxima de armazenagem de GNL de 240 000 m³_{GNL} e uma capacidade nominal de injeção na RNTGN de 600 000 m³(n)/h, e uma capacidade máxima de injeção de 900 000 m³(n)/h.

Durante o ano de 2005, a actividade comercial relativamente às descargas dos navios metaneiros e do enchimento de camiões cisterna é apresentada no Quadro 5-11.

Quadro 5-11 – Características do terminal de GNL

| | 2005 | 2004 | Varição [%] |
|---|------|------|-------------|
| Número total de navios metaneiros recebidos | 23 | 19 | 21,1 |
| Total de GNL descarregado [Mm³_{GNL}] | 2,88 | 2,25 | 28,0 |
| Número de enchimentos de camiões cisterna | 1059 | 527 | 100 |

Fonte: Transgás Atlântico

Durante o ano de 2005 foram certificados mais 6 navios metaneiros, elevando para 19 o número de navios aceites no Terminal de Sines, num universo mundial de 175 navios que efectuam este serviço. O número de navios metaneiros que a Transgás Atlântico recebeu e descarregou durante 2005 aumentou 21% relativamente a 2004. Este aumento resultou no acréscimo de 28% no total de GNL descarregado no terminal, em relação ao ano de 2004. Relativamente ao enchimento de camiões cisterna, apesar do número de enchimentos ter duplicado em relação ao ano de 2004, continua a representar apenas 1,6% do total de GNL processado no Terminal.

Quadro 5-12 - Características do terminal de GNL

| | 2005 | 2004 | Variação [%] |
|---|---------|---------|--------------|
| Total injectado na RNTGN [bcm] | 1,61 | 1,30 | 23,4 |
| Volume máximo diário injectado na RNTGN [Mm³(n)] | 11,8 | 10,8 | 9,26 |
| Volume máximo de GNL armazenado [m³_{GNL}] | 245 852 | 245 570 | 0,11 |
| Volume mínimo de GNL armazenado [m³_{GNL}] | 14 657 | 22 849 | - 36,0 |
| Volume médio anual de GNL armazenado [m³_{GNL}] | 138 620 | 157 067 | - 11,7 |

Fonte: Transgás Atlântico

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GN

No Quadro 5-13, são apresentados os valores de capacidade de armazenamento e de injeção de gás natural na RNTGN das diferentes infra-estruturas de armazenamento de gás natural, disponíveis no ano de 2005.

Quadro 5-13 – Capacidade de armazenamento (volume geométrico) e capacidade de injeção na RNTGN, em 2005

| Caverna Subterrânea | Capacidade de armazenamento [m ³] | Capacidade de injeção na RNTGN [m ³ (n)/h] |
|--|---|---|
| TGC-3 | 525 000 | 300 000 |
| TGC-5 | 425 000 | |
| TGC-1S (em desenvolvimento) | 350 000 | |
| TGC-4 (em desenvolvimento) | 430 000 | |

Fonte: Transgás Armazenagem

Durante o ano de 2005, destaca-se a finalização do enchimento da primeira caverna (TGC-3), em 11 de Novembro, bem como o início do enchimento da segunda caverna (TGC-5), em 4 de Outubro. Em 2 de Dezembro teve lugar, pela primeira vez, a introdução de gás natural na RNTGN proveniente da extração de gás natural armazenado em cavernas subterrâneas. Em termos globais anuais, o volume de gás natural injectado nas instalações de armazenamento subterrâneo, em 2005, foi de 175 Mm³(n), dos quais 95 175 Mm³(n) serão utilizáveis a partir de Janeiro de 2005, os quais correspondem a uma

reserva estratégica de 17 dias, considerando o consumo médio do ano anterior, exceptuando o consumo dos centros electroprodutores. Está prevista, para o ano 2006, a finalização do processo de lixiviação da caverna TGC-1S e início do respectivo enchimento, assim como a finalização do processo de lixiviação da caverna TGC-4, no final de 2007.

UNIDADES AUTÓNOMAS DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O abastecimento de GNL das Unidades Autónomas de regaseificação de GNL (UAG's), até 2003, era assegurado a partir do terminal de Huelva (Enagás) por camiões cisterna. Após 2003, este é assegurado a partir do terminal de Sines.

Quadro 5-14 – Unidades Autónomas de regaseificação de GNL em funcionamento em Portugal continental

| | 2005 | 2004 | Variação [%] |
|---|------|------|--------------|
| Nº. Total de Unidades Autónomas de regaseificação de GNL | 13 | 9 | 44 |
| Total de Capacidade de Armazenamento instalada [m³_{GNL}] | 1520 | 1040 | 46 |

Os proprietários das 13 UAG's em funcionamento, em 2005, apresentadas no Quadro 5-14, são discriminados da seguinte forma:

- Transgás – 9 unidades.
- Distribuidoras licenciadas – 3 unidades.
- Privados – 1 unidade.

De acordo com as características técnicas fornecidas pela Transgás, S.A., as condições típicas de emissão de gás natural, a partir das UAG's propriedade da Transgás, são:

- Pressão – <4 bar.
- Capacidade de emissão para a rede – 1500 a 3000 m³(n)/h.
- Temperatura – >0 °C.

A entrada de gás natural nas redes de distribuição ligadas a UAG's, propriedade da Transgás, totalizou no ano de 2005 o valor de 20,4 Mm³(n) de gás natural.

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CLIENTE

O mercado que mais contribui para o aumento do consumo verificado em 2005 foi o mercado eléctrico (17%), correspondendo aproximadamente a 50% do consumo total verificado em 2005.

Quadro 5-15 – Distribuição de consumos por tipo de clientes

| | 2005 | 2004 | Variação [%] |
|-------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Consumo do sector eléctrico [bcm] | 2,013 | 1,725 | 17,0 |
| Consumo industrial [bcm] | 1,447 | 1,292 | 12,0 |
| Consumo comercial e doméstico [bcm] | 0,656 | 0,622 | 5,47 |
| Total [bcm] | 4,116 | 3,639 | 13,1 |

Fonte: Transgás

À semelhança do ano anterior, o mercado industrial e o mercado das distribuidoras são responsáveis, respectivamente, por 35% e 16% do consumo total de gás natural, apresentando aumentos em relação ao ano anterior de 12% e 5,5%, respectivamente.

6 SERVIÇO PÚBLICO

6.1 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

6.1.1 SECTOR ELÉCTRICO

De acordo com a legislação e a regulamentação vigentes, os diversos participantes no sector eléctrico estão sujeitos a um conjunto variado de obrigações de serviço público, previstas na Directiva 2003/54/CE para as áreas da segurança, incluindo do abastecimento, da regularidade, qualidade e preços dos fornecimentos, bem como para a protecção do ambiente.

Na produção de energia eléctrica, os titulares de licença vinculada de produção estão obrigados, designadamente, ao fornecimento de energia eléctrica à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de energia eléctrica (RNT) e a adoptar as providências adequadas à minimização dos impactes ambientais. Todos os produtores de energia eléctrica, titulares de licença vinculada e de licença não vinculada de produção, bem como os sujeitos a regime especial, devem desenvolver as suas actividades com base na utilização racional dos recursos naturais, na sua preservação e na manutenção do equilíbrio ecológico.

Através de contrato de concessão celebrado com o Estado português a concessionária da RNT tem a seu cargo a gestão técnica global do sistema eléctrico público, a exploração da RNT e a construção das respectivas infra-estruturas. Esta entidade concessionária deve assegurar o fornecimento de energia eléctrica às entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT e a sua entrega a todos os consumidores directamente ligados à RNT. O fornecimento e a entrega da energia eléctrica pela concessionária da RNT e a prestação do serviço de transporte devem obedecer aos padrões de qualidade de serviço que lhe são aplicáveis, nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço. Ao nível da protecção do ambiente, salienta-se também que a concessionária da RNT deve pautar a sua actividade pela utilização racional dos recursos naturais, preservação e manutenção do equilíbrio ecológico.

A actividade de distribuição de energia eléctrica submete-se igualmente a obrigações de serviço público, devendo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores cujas instalações se situem na sua área de actuação. Previamente impende sobre os titulares de licença vinculada de distribuição a obrigação de ligação às suas redes, desempenhando neste domínio um serviço de carácter universal. Os distribuidores de energia eléctrica devem submeter o exercício da sua actividade aos padrões de qualidade de serviço, de natureza técnica e nalguns aspectos comerciais, estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço. À semelhança do que sucede com os demais participantes no

sector, os distribuidores de energia eléctrica devem cumprir e adoptar todas as medidas previstas legal e regulamentarmente em matéria ambiental.

No que se refere à comercialização de energia eléctrica, a legislação vigente estabelece que todos os comercializadores ficam sujeitos a obrigações de serviço público. Cumulativamente às obrigações de serviço público, os comercializadores podem ainda ficar sujeitos à prestação de obrigações de serviço universal de fornecimento de energia eléctrica, acumulando, para o efeito o estatuto de comercializador de último recurso. A actividade de comercializador de último recurso é exercida transitoriamente pelos distribuidores de energia eléctrica 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, com submissão ao regime de tarifas e preços regulados. O diploma que regula a atribuição de licença aos comercializadores confere-lhes, designadamente, as seguintes obrigações:

- Adquirirem energia eléctrica à rede para o fornecimento aos seus clientes, de acordo com a planificação prevista.
- Certificarem a origem da electricidade fornecida, em cumprimento das normas ambientais existentes.
- Colaborarem na promoção de políticas de eficiência energética e de gestão da procura.

Sem prejuízo das obrigações exemplificativamente enunciadas, o mesmo diploma determina que os contratos com os consumidores devem conter os elementos e oferecer as garantias constantes do anexo ao referido diploma, no qual se encontra reproduzido integralmente o conteúdo do Anexo A da Directiva 2003/54/CE.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer os novos princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional, bem como sobre o exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade. Este diploma procedeu à transposição para o ordenamento jurídico português dos princípios da Directiva 2003/54/CE e consagra expressamente como obrigações de serviço público, nomeadamente as seguintes:

- a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.
- b) A garantia da universalidade de prestação do serviço.
- c) A garantia da ligação de todos os clientes às redes.
- d) A protecção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.
- e) A promoção da eficiência energética, a protecção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos.

- f) A convergência do Sistema Eléctrico Nacional, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A regulamentação em vigor para o sector eléctrico, publicada em 31 de Agosto de 2005, reitera o elenco de obrigações de serviço público decorrente do quadro legal nacional e comunitário e consagra um conjunto de regras destinadas a contribuir para a concretização das referidas obrigações em diversas actividades, com incidência, designadamente, no relacionamento comercial com os clientes.

Relativamente aos chamados clientes vulneráveis, assim considerados como os economicamente mais desfavorecidos, continua a salientar-se a existência de uma tarifa social, a qual se destina a consumos relativos a casas de habitação permanente, ainda nelas se exerça uma pequena actividade profissional, cuja potência contratada não ultrapasse 2,3 kVA e um consumo anual não superior a 400 kWh. O preço do encargo de potência na tarifa social corresponde a $\frac{1}{4}$ do encargo de potência do escalão equivalente na tarifa simples. Paralelamente encontram-se estabelecidas no RQS regras específicas aplicáveis aos clientes com necessidades especiais, com incidência particular na sua vertente comercial.

As obrigações de fornecimento de energia eléctrica atribuídas a muitos dos intervenientes no sector implica 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, cuja função se mantém nos distribuidores das diferentes áreas geográficas. 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 e apenas nas situações em que o cliente não venha a celebrar contrato com um novo comercializador dentro de um certo prazo é que tal falta de pagamento poderá vir a fundamentar a interrupção do fornecimento.

Em 2005, para um universo de cerca de 6 milhões clientes, foram registadas 433 942 interrupções do fornecimento de energia eléctrica por falta de pagamento das respectivas facturas dentro do prazo contratual.

6.1.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

As regras gerais nacionais vigentes em matéria de organização do sector do gás natural estabelecem que, no interesse económico geral, as empresas de gás natural, concessionárias ou licenciadas, podem ser sujeitas ao cumprimento de obrigações de serviço público, relativas à segurança, regularidade, qualidade e preço dos fornecimentos e à protecção do ambiente. Estas obrigações devem ser definidas nos respectivos contratos de concessão ou títulos de licença. Como obrigação específica das empresas

de distribuição ou fornecimento de gás natural, decorre das mesmas regras gerais a obrigação de abastecer os clientes localizados em determinada área ou pertencentes a determinada categoria.

Do contrato de concessão que tem por objecto o serviço público de importação, transporte e fornecimento de gás natural salientam-se as seguintes obrigações da concessionária:

- Aprovisionamento de gás natural e a sua colocação em território nacional.
- Fornecimento às concessionárias das redes de distribuição regional e aos grandes clientes directos.
- Desempenho das actividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público.
- Garantia de um conjunto de características técnicas do gás natural.

Dos contratos de concessão das redes de distribuição regional de gás natural evidenciam-se as seguintes incumbências atribuídas às respectivas concessionárias:

- Distribuição e fornecimento de gás natural aos consumidores existentes na área geográfica abrangida pela concessão.
- Manutenção e reparação das instalações da rede de distribuição.
- Desempenho das actividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público.
- Garantia de um conjunto de características técnicas do gás natural.

As empresas licenciadas para exploração de redes locais autónomas exercem as suas actividades em regime de serviço público, gozando dos direitos e obrigações idênticos aos que a lei confere às exercidas sob concessão.

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, bem como os aplicáveis ao exercício das actividades de recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural. Este diploma transpôs parcialmente para a ordem jurídica nacional a Directiva 2003/55/CE e consagra expressamente como obrigações de serviço público, nomeadamente as seguintes:

- a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.
- b) A garantia de ligação dos clientes às redes nos termos previstos nos contratos de concessão ou nos títulos das licenças.
- c) A protecção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.
- d) A promoção da eficiência energética e da utilização racional e a protecção do ambiente.

Encontra-se em curso um processo de consulta pública sobre a proposta da ERSE para a regulamentação do sector do gás natural. Esta proposta surge enquadrada pelo disposto no Decreto-Lei n.º 30/2006 e pelos princípios constantes da Directiva 2003/55/CE. Neste sentido, em matéria de obrigações de serviço público, prevê-se, nomeadamente, a existência de uma obrigação de ligação às redes, quando reunidas as condições técnicas e legais para o efeito e circunscrita às áreas de concessão e aos termos definidos nos respectivos contratos.

A obrigação de fornecimento dentro das áreas geográficas objecto de concessão ou de licença já decorria do quadro legal anterior, constituindo agora uma actividade dos comercializadores que recebem a qualidade de comercializador de último recurso, no mercado retalhista e no mercado grossista. A qualidade de comercializador de último recurso retalhista foi atribuída transitoriamente pelo Decreto-Lei n.º 30/2006 às entidades concessionárias e titulares de licença de distribuição.

6.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS COM VARIAÇÕES LIMITADAS POR LEI

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. Não existe nem está prevista nenhuma compensação ao comercializador de último recurso pelo exercício desta actividade.

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, encontra-se, até ao final do ano de 2006, sujeito a uma limitação de variação anual imposta por lei, de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, que aprovou os Estatutos da ERSE. Com efeito, 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.

Nestas circunstâncias até 2006 inclusive, aplica-se a limitação de acréscimos estabelecida no Decreto-Lei n.º 187/95, que determina que o valor global resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT, em cada ano, não pode registar aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano. Para aplicação deste indicador, a ERSE utiliza a variação anual do índice de preços implícitos no Consumo Privado.

O Regulamento Tarifário, no cumprimento do referido diploma, prevê ainda que sempre que tal situação ocorra, o valor dos custos não reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais em BT pode ser repercutido nas tarifas do mesmo tipo de clientes nos anos seguintes, durante um período máximo de cinco anos, assegurando-se a inexistência de subsidiação cruzada entre clientes de níveis de tensão diferentes.

Todos os procedimentos de cálculo das tarifas, bem como o mecanismo de limitação dos acréscimos anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT encontram-se descritos no Regulamento Tarifário, podendo ser consultado na página da ERSE na Internet em www.erse.pt.

Em 2006, este mecanismo de limitação de acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT, actuou pela primeira vez, tendo sido criado um défice tarifário de 369 milhões de euros, correspondendo a 9,4% do montante total a pagar pelos consumidores em BT do comercializador de último recurso em 2006. Este défice tarifário será pago durante os próximos 5 anos exclusivamente pelos consumidores em BT.

Por último, importa novamente referir que esta disposição foi eliminada da legislação a partir de 1 de Janeiro de 2007, assegurando-se uma maior aderência dos pagamentos aos custos causados e portanto eliminando-se este efeito distributivo inter temporal.

6.3 CONDIÇÕES GERAIS DOS CONTRATOS DE FORNECIMENTO

6.3.1 SECTOR ELÉCTRICO

A regulamentação vigente no sector eléctrico prevê 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.

Esta alteração decorreu principalmente da liberdade de escolha do fornecedor, resultante da abertura do mercado de electricidade a todos os consumidores. O que motiva uma regulamentação menos restritiva e mais permeável ao acordo das partes, ainda que sempre com a preocupação pela garantia do

equilíbrio do mercado, para o qual é exigida a observância de obrigações de serviço público e de serviço universal, onde se incluem, nomeadamente, medidas de protecção dos consumidores.

Neste contexto, no seio dos sistemas eléctricos públicos, verificando-se a permanência da celebração de contratos com cláusulas gerais pré-elaboradas, a faculdade ou a capacidade dos clientes em negociarem livremente o seu conteúdo, a regulamentação prevê que a ERSE aprove um conjunto mínimo de informações que devem integrar os contratos de fornecimento a celebrar com os comercializadores de último recurso e os clientes abastecidos em BT e em MT. Este conjunto mínimo não prejudica a possibilidade daqueles comercializadores incluírem nas cláusulas contratuais gerais outras informações que considerem relevantes ao serviço prestado. Esta medida regulamentar resulta igualmente do facto de se considerar que as condições contratuais gerais continuam a desempenhar a função essencial de proporcionar mais e melhor informação aos consumidores de electricidade sobre os seus principais direitos e obrigações. O conjunto mínimo das informações que devem integrar os contratos de fornecimento a celebrar no âmbito dos sistemas eléctricos públicos já foi aprovado por despacho da ERSE, publicado em 10 de Fevereiro de 2006, na sequência de proposta apresentada pelos comercializadores de último recurso e após consulta às associações de consumidores.

Todos os comercializadores 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 regulamentação nacional, 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 ainda 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.

6.3.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

No sector do gás natural são as empresas de distribuição e fornecimento que elaboram unilateralmente as cláusulas contratuais gerais dos contratos de fornecimento a celebrar com os respectivos clientes, as quais integram aspectos de natureza comercial e contratual e informações de carácter técnico e relativas a segurança.

A proposta da ERSE sobre a regulamentação do sector do gás natural, em processo de consulta pública, prevê a aprovação pelo regulador das condições contratuais gerais que devem integrar os contratos de fornecimento a celebrar pelos comercializadores de último recurso. Medida que se mostrou mais consentânea com a fase actual do sector do gás natural em Portugal. A aprovação das referidas condições gerais tem por subjacente os seguintes objectivos:

- Atenuar os desequilíbrios de conhecimento e de capacidade negocial, no caso dos clientes domésticos e não domésticos com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³.
- Propiciar um tratamento uniforme e não discriminatório entre os consumidores em igualdade de circunstâncias.
- Facilitar o acesso à informação.

Relativamente aos grandes clientes, a regulamentação proposta vai no sentido de colocar as cláusulas contratuais gerais no livre acordo com os seus comercializadores, sejam ou não de último recurso, uma vez que se reconhece que aquele tipo de clientes dispõe de mais e melhor conhecimento e capacidade negocial, que favorecem o equilíbrio contratual, não se justificando a aprovação pelo regulador das condições contratuais gerais.

A mesma regulamentação propõe que todos os comercializadores fiquem sujeitos aos requisitos e características previstos no Anexo A da Directiva 2003/55/CE sobre o conteúdo dos contratos de fornecimento de gás natural.