

**RELATÓRIO ANUAL  
PARA A  
COMISSÃO EUROPEIA**

*Setembro 2005*

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](mailto:erse@erse.pt)  
Internet: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## Índice

<b>1</b>	<b>NOTA DE ABERTURA .....</b>	<b>3</b>
	<b>SIGLAS .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>SUMÁRIO/PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS DO ÚLTIMO ANO .....</b>	<b>9</b>
	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.....	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 .....	16
	2.7 Principais desenvolvimentos no sector do gás natural.....	19
	2.8 Principais matérias tratadas pela ERSE.....	19
<b>3</b>	<b>REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....</b>	<b>23</b>
	3.1 Matérias de regulação .....	23
	3.1.1 Geral.....	23
	3.1.2 Mecanismos de resolução dos congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações .....	27
	3.1.3 Regulação das empresas de redes de transporte e distribuição.....	33
	3.1.3.1 Operadores de redes em Portugal continental e nas Regiões Autónomas .....	33
	3.1.3.2 Tarifas de rede.....	34
	3.1.3.3 Compensação.....	57
	3.1.4 Separação contabilística .....	59
	3.2 Concorrência .....	64
	3.2.1 Caracterização do mercado grossista.....	64

3.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais .....	74
3.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência .....	87
<b>4</b>	<b>REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>93</b>
4.1	Matérias de regulação .....	93
4.1.1	Geral.....	93
4.1.2	Mecanismos de resolução dos congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações .....	93
4.1.3	A regulação do transporte e da distribuição de gás natural.....	94
4.1.3.1	Tarifas de rede.....	94
4.1.3.2	Qualidade de serviço .....	94
4.1.3.3	Balanço.....	94
4.1.4	Acesso ao armazenamento, <i>linepack</i> e outros serviços de sistema .....	94
4.1.5	Separação contabilística .....	94
4.2	Concorrência .....	95
4.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	95
4.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais .....	96
<b>5</b>	<b>SEGURANÇA DE FORNECIMENTO .....</b>	<b>99</b>
5.1	Electricidade .....	99
5.1.1	Breve caracterização de 2004.....	99
5.1.2	Enquadramento regulatório.....	103
5.1.3	Planeamento da RNT e investimentos nas interligações .....	104
5.1.4	Novos investimentos na produção .....	105
5.2	Gás .....	106
5.2.1	Breve caracterização de 2004.....	106
5.2.2	Contratos de aquisição de gás natural.....	107
5.2.3	Contratos de transporte de gás natural.....	108
<b>6</b>	<b>SERVIÇO PÚBLICO .....</b>	<b>113</b>
6.1	Obrigações de serviço público.....	113
6.1.1	Sector eléctrico.....	113
6.1.2	Sector do gás natural .....	115
6.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais com variações limitadas por lei.....	116
6.3	Condições gerais dos contratos de fornecimento.....	117
6.3.1	Sector eléctrico.....	117
6.3.2	Sector do gás natural .....	118

## 1 NOTA DE ABERTURA

Esta nota de abertura tem dois objectivos: em primeiro lugar, situar a elaboração do presente relatório no âmbito das obrigações da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE); em segundo lugar, caracterizar sumariamente os mercados de electricidade e de gás natural em Portugal.

A construção do mercado interno de energia, iniciada no princípio dos anos 90 do século XX na União Europeia, conheceu uma notável aceleração a partir das directivas 2003/54/CE e 2003/55/CE. Estas directivas, juntamente com os regulamentos sobre comércio transfronteiriço de electricidade (Regulamento (CE) N.º 1228/2003) e de gás natural (regulamento aprovado no último Conselho de 12 de Julho), definem o núcleo central do “modelo europeu” dos mercados de electricidade e de gás natural. Entre as características mais salientes deste modelo destacam-se as seguintes: liberdade de produção, importação e comercialização em todo o espaço da União Europeia; liberdade de escolha de fornecedor de electricidade e de gás natural para todos os consumidores; acesso regulado às redes de transporte e de distribuição; compatibilidade entre mercado e missões de interesse geral.

Para que o modelo estabelecido pelo legislador europeu se possa concretizar plenamente, tornando-se uma realidade eficaz para os consumidores e para as empresas de energia na União Europeia, importa desenvolver, no interior da moldura legal constituída pelas directivas e regulamentos acima referidos, um quadro regulatório do mercado europeu de electricidade e de gás natural. A necessidade de assegurar a coerência e a transparência deste quadro através de uma estreita colaboração entre autoridades reguladoras da energia e Comissão Europeia foi claramente estabelecida pelo legislador europeu que definiu, também, os principais tópicos de regulação a tratar e os procedimentos a seguir. Foi neste contexto que surgiu o Grupo dos Reguladores Europeus de Electricidade e Gás Natural (ERGEG), criado por decisão da Comissão Europeia de Novembro de 2003, na esteira do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia, criado em Março de 2000.

Entre as tarefas já realizadas pelo ERGEG contam-se, para além da elaboração de várias “orientações” em matéria de regulação (acesso às instalações de armazenamento de gás natural, harmonização das tarifas de transporte de electricidade, gestão de congestionamentos nas redes eléctricas), a coordenação das actividades de monitorização previstas na legislação comunitária. A coordenação da elaboração dos relatórios de monitorização a publicar pelas autoridades reguladoras e pela Comissão Europeia, em termos de conteúdo e de calendário, permite a todos os interessados – consumidores, empresas, decisores políticos – obter uma imagem mais precisa da situação real do mercado interno de energia, facilitando exercícios de análise comparativa.

Desde que iniciou funções, em 1997, a ERSE tem publicado anualmente o relatório de actividades previsto estatutariamente onde se descrevem, não apenas as iniciativas da ERSE, mas também os principais factos ocorridos no sector eléctrico e no sector do gás natural. O relatório de actividades relativo a 2004 foi publicado em Março de 2005. O relatório que agora se apresenta corresponde ao

formato acordado com a Comissão Europeia e com as restantes autoridades de regulação da União Europeia no seio do ERGEG, dando particular ênfase à situação dos mercados. Inevitavelmente, surgem sobreposições entre ambos os relatórios. Em anos futuros, espera-se poder separar mais nitidamente os dois documentos, minimizando repetições, de forma a melhor corresponder às obrigações legais e às expectativas dos destinatários.

O modelo de organização do sector eléctrico continental português ainda parcialmente em vigor foi definido por um conjunto de legislação publicada em Julho de 1995. Esse modelo assentava na coexistência entre um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), alicerçado em contratos de longo prazo (entre produtores vinculados e o operador da rede de transporte, por um lado, entre este e os distribuidores, por outro lado) e na não elegibilidade dos consumidores de baixa tensão, e um Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), com liberdade contratual entre produtores/fornecedores e consumidores elegíveis.

A regulação independente, instituída em 1995 e introduzida formalmente em Fevereiro de 1997, assegurou o equilíbrio entre os dois sistemas e o desenvolvimento da concorrência, tendo facilitado a expansão do SENV. Em 2004, as importações representaram 14% do consumo e, actualmente, mais de 20% do consumo é abastecido pelo SENV, com base em contratos bilaterais. A transparência e a aditividade do sistema tarifário introduzido pela ERSE em 1998 e desde então aperfeiçoado, visando a aderência das tarifas aos custos e a inexistência de subsídios cruzados, contribuíram decisivamente para estes resultados.

Em 2004, o legislador nacional determinou a elegibilidade de todos os consumidores de energia eléctrica e, posteriormente, após aprovação pela Comissão Europeia, o regime de cessação dos contratos de longo prazo entre produtores vinculados e operador da rede de transporte, assim como as formas de cálculo e de pagamento dos custos ociosos associados. A elegibilidade efectiva dos clientes domésticos está dependente da entrada em serviço da necessária plataforma informática e a cessação efectiva dos contratos de longo prazo está condicionada à entrada em funcionamento de um mercado organizado de electricidade que se espera seja de âmbito ibérico.

Previsto pelos Governos de Portugal e de Espanha desde Novembro de 2001 e inicialmente programado para Janeiro de 2003, o mercado ibérico de electricidade não se encontra ainda em funcionamento. No entanto, a não existência de um mercado 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. Atendendo à dimensão relativamente pequena do mercado português, a criação de um mercado ibérico organizado (diário, intra-diário e a prazo) afigura-se como a solução potencialmente mais eficiente.

Ao nível da produção não vinculada, apenas o incumbente dispõe de meios próprios, embora vários investidores, nacionais e estrangeiros, tenham solicitado a atribuição de licença de produção.

As Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, com características insulares ultra-periféricas, dispõem de regimes legais específicos, aprovados pelos respectivos Governos. Desde 2002, o sector eléctrico das Regiões Autónomas é regulado pela ERSE.

Foi anunciada pelo Governo a publicação de uma lei de bases da electricidade que irá substituir o edifício legislativo de 1995 e transpor para o ordenamento nacional a directiva 2003/54/CE.

O gás natural foi introduzido em Portugal continental em 1997 e não está presente nas Regiões Autónomas. Dispondo do estatuto de mercado emergente, Portugal não liberalizou ainda o mercado de gás natural, embora o início da liberalização tivesse sido anunciado pelo anterior Governo para Julho de 2004.

Foi anunciada pelo Governo a publicação de uma lei de bases do gás natural que irá transpor para o ordenamento nacional a directiva 2003/55/CE e fixar o calendário da liberalização deste sector. De acordo com o seu Plano de Actividades, a ERSE espera regulamentar o sector do gás natural no segundo semestre de 2005.

No final de 2004 foi rejeitada pela Comissão Europeia uma operação de concentração que tinha como objectivo juntar num mesmo grupo empresarial as actividades de distribuição e de comercialização de electricidade e de gás natural. Encontra-se em preparação pelo Governo um novo modelo de organização empresarial do sector energético.

Jorge Vasconcelos





## SIGLAS

- AEE – Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.
- 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.
- CEER - Conselho dos Reguladores Europeus de Energia.
- CENELEC – Comité Europeu de Normalização Electrotécnica.
- CMEC – Custos de Manutenção para o Equilíbrio Contratual.
- CR – Actividade de Comercialização de Redes.
- CSEP – Actividade de Comercialização no SEP.
- CVEE – Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.
- DGGE – Direcção-Geral de Geologia e Energia.
- ERGEG - Grupo Europeu de Reguladores da Electricidade e do Gás.
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- GGS – Actividade de Gestão Global do Sistema.
- 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.
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- OMI – Operador do Mercado Ibérico.
- OMIE – Operador do Mercado Ibérico Espanhol.

- OMIP – Operador do Mercado Ibérico Português.
- 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.
- SAIDI – duração média das interrupções do sistema.
- SAIFI – frequência média das interrupções do sistema.
- SEI – Sistema Eléctrico Independente.
- SENV – Sistema Eléctrico não Vinculado.
- SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público.
- TEE – Rede de Transporte de Energia Eléctrica.
- 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, 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*.

O Conselho Tarifário é constituído por 16 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.

Cabe ainda à ERSE aprovar os regulamentos de exploração e fornecimento elaborados pelas entidades concessionárias ou licenciadas de serviço público, nomeadamente quanto a padrões de qualidade e segurança.

A elaboração do Regulamento Tarifário e o estabelecimento de tarifas e preços só serão efectuados pela ERSE após terminar a vigência do regime derogatório previsto na Directiva n.º 98/30/CE (mercado emergente), isto é, com o início da liberalização do sector do 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.

#### 2.4.3 CONCESSÕES

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

- a) A atribuição de novas concessões de distribuição regional e as minutas dos cadernos de encargos e dos respectivos contratos de concessão;
- b) A autorização de cessão, alienação ou oneração das concessões;
- c) A rescisão dos contratos de concessão, bem como o eventual sequestro ou resgate da concessão;
- d) O estabelecimento anual do valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil das concessionárias;

e) A autorização às concessionárias para alterar o destino do fundo de reconversão e manutenção das infra-estruturas.

No âmbito do **sector eléctrico**, a ERSE dá parecer sobre o caderno de encargos preparado pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) para a selecção de novos distribuidores vinculados de energia eléctrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT), bem como sobre os contratos de vinculação dos distribuidores vinculados de energia eléctrica em baixa tensão (BT).

#### 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 centralizado.

A ERSE tem competências sancionatórias, que se traduzem na instauração e julgamento de processos de contra-ordenação às entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia eléctrica, à entidade concessionária da RNT e às entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição de energia eléctrica. 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 a suspensão 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 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, 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 arbitragem, a ERSE deve fomentar a arbitragem voluntária para a resolução de conflitos de natureza comercial ou contratual entre as entidades concessionárias e licenciadas de produção, transporte e de distribuição 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, 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. 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**

### **LEGISLAÇÃO NACIONAL**

Em 2004, as principais alterações no sector eléctrico português decorreram do processo de abertura total do mercado no sentido de todos os consumidores de energia eléctrica poderem escolher livremente o seu fornecedor.

No seguimento das decisões políticas consagradas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 que aprovou as orientações da política energética portuguesa foram publicados os Decretos-Lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto, o Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, o Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto e o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que introduziram diversas alterações na organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional, destacando-se:

- A consagração da figura do comercializador de energia eléctrica.
- A liberdade de escolha do fornecedor por todos os clientes, com a abertura do mercado aos clientes em Baixa Tensão Especial (BTE), em Fevereiro de 2004, e aos clientes em Baixa Tensão Normal (BTN), em Agosto do mesmo ano.
- A aprovação do mecanismo de compensação (CMEC - Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual) pela extinção dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) celebrados entre a REN e os produtores do SEP (contratos de longo prazo).

A Lei de Bases do sistema eléctrico, cuja publicação até ao final de 2003 estava prevista no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, não foi até hoje aprovada.

Mais recentemente, foi criado um grupo de trabalho, pelo Despacho n.º 10 317/2005, de 9 de Maio, sob a coordenação da Secretaria de Estado da Indústria e da Inovação, com o objectivo de elaborar uma proposta de lei de bases da electricidade assim como o projecto de decreto-lei de transposição da Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho.

Em 2002, pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, as competências regulatórias da ERSE tornaram-se extensivas às regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, no âmbito da convergência tarifária e do relacionamento comercial dos sistemas eléctricos públicos.

### **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.

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.

Nos termos do Acordo de 1 de Outubro de 2004, a supervisão dos mercados definidos no âmbito do MIBEL deverá ser realizada pelas entidades de supervisão de Portugal ou de Espanha de acordo com o país em que os mercados se constituam, nos termos da respectiva legislação para esta matéria: em Portugal o OMIP, que operará com os produtos derivados (mercado a prazo) e em Espanha o OMEL, que operará com os mercados físicos. Ambos os operadores de mercado serão previsivelmente fundidos em Abril de 2006, sendo nesta data criado o OMI, um operador único para o mercado ibérico de electricidade.

Mais recentemente, os Governos de Portugal e de Espanha acordaram a constituição de um grupo de trabalho com o objectivo de actualizar os estudos já efectuados pela ERSE e pela CNE, com vista a assegurar a concretização do Mercado Ibérico da Electricidade (Despacho n.º 10 319/2005, de 9 de Maio).

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.

A não existência de um mercado 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 trans-fronteiriços: em 2004, as importações de Espanha representaram 14% do consumo português.

## **PRODUÇÃO/CONSUMO**

A capacidade de produção instalada em 2004 aumentou 8,7% face a 2003. Em 2004 entraram em exploração: mais um grupo de 392 MW da central de ciclo combinado do Grupo EDP; 120 MW correspondentes ao aproveitamento hidroeléctrico do empreendimento para fins múltiplos do Alqueva; 456 MW de produção em regime especial. O consumo de electricidade aumentou 5,6% em 2004 relativamente a 2003. 16% do consumo foi abastecido por fornecedores externos ao Sistema Eléctrico de Serviço Público.

No início de 2005 foram solicitadas licenças para 7 grupos de centrais a gás natural de ciclo combinado. Aguarda-se a revisão dos critérios de atribuição da licença, anunciada pelo Governo.

A produção em regime especial tem vindo a aumentar significativamente (a energia produzida duplicou de 1999 para 2004) e prevê-se uma aceleração do ritmo de crescimento nos próximos anos em função dos objectivos da política energética do Governo.

Neste quadro, foi recentemente apresentado pelo Governo o caderno de encargos para o concurso relativo à construção de 1700 MW de capacidade eólica, a lançar até ao final de 2005.

## **2.7 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SECTOR DO GÁS NATURAL**

O actual Governo Constitucional estabeleceu no seu programa, como objectivo, entre outros, antecipar o calendário de liberalização do mercado do gás natural e ainda se declarou empenhado na criação do mercado ibérico de gás natural. Para tal, foi recentemente criado, através do Despacho n.º 10 317/2005, de 9 de Maio, um grupo de trabalho com o objectivo de elaborar a Lei de Bases do Gás Natural e de transpor a Directiva 2003/55/CE. Foi também constituído um grupo de trabalho, pelo Despacho n.º 10 319/2005, de 9 de Maio, com o objectivo de promover os estudos necessários à criação do Mercado Ibérico do Gás Natural.

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 fase de comissionamento. 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.

A reestruturação empresarial do sector do gás natural, anunciada pelo Governo em Abril de 2003, não se verificou, tendo a proposta submetida à Comissão Europeia sido por esta rejeitada através da Decisão da Comissão, de 9 de Dezembro de 2004 que declarou a concentração incompatível com o mercado comum (caso n.º COMP/M.3440 - EDP/ENI/GDP).

## **2.8 PRINCIPAIS MATÉRIAS TRATADAS PELA ERSE**

As dificuldades de execução do “Plano de Actividades 2002-2004”, encontradas em 2003 e descritas no respectivo “Relatório de Actividades”, agravaram-se em 2004 por duas ordens de razões:

- Por um lado, manteve-se, na ausência de autorização ministerial, e apesar de sucessivas solicitações, a impossibilidade de contratação de novos colaboradores. A necessidade de autorização ministerial decorre da incorporação do orçamento da ERSE no Orçamento do Estado, ocorrida em 2002, e da consequente sujeição às regras de execução orçamental.

A contratação de treze novos colaboradores foi prevista em 2002, na sequência da alteração estatutária que determinou o alargamento do âmbito de actuação da ERSE à regulação do sector do gás natural e à regulação do sector eléctrico nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Os orçamentos de 2003, 2004 e 2005, todos eles incluídos no orçamento do Estado, embora os custos de funcionamento da ERSE continuem a ser suportados exclusivamente pelos consumidores de energia (electricidade e gás natural), prevêem essa contratação. Nestas circunstâncias, e confrontados ainda com um aumento de pedidos de informação e de reclamações, não foi possível realizar todas as acções previstas para 2004 no referido “Plano de Actividades 2002-2004”.

- Por outro lado, o novo enquadramento legal dos sectores eléctrico e do gás natural, previsto pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril, não só não se concretizou, como conheceu, ao longo de 2004, evoluções pouco coerentes.

A Lei de Bases do sistema eléctrico, cuja publicação até ao final de 2003 está prevista no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, não foi até hoje publicada. Na sua ausência, foram publicados em 2004 três diplomas *ad hoc* para permitir, respectivamente: a elegibilidade dos consumidores de baixa tensão especial (Fevereiro), a elegibilidade generalizada de todos os consumidores de energia eléctrica no continente (Agosto) e a cessação dos contratos de aquisição de energia com a concomitante determinação dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (Dezembro). A ausência de uma Lei de Bases, o atraso na publicação destes três diplomas e a sua elaboração avulsa e não programada dificultaram o trabalho de revisão regulamentar. A ERSE foi assim obrigada, em 2004, a proceder a duas revisões regulamentares *ad hoc* para permitir a elegibilidade dos consumidores de energia eléctrica; os trabalhos de adaptação das empresas reguladas ao novo quadro regulamentar conheceram atrasos e sobrecustos, pelo que o direito de escolha de fornecedor de energia eléctrica por parte dos consumidores de baixa tensão normal só será efectivo em 2005.

Às incertezas acima referidas acresce o percurso acidentado de construção do mercado ibérico de electricidade (MIBEL), cujo funcionamento esteve inicialmente previsto para 1 de Janeiro de 2003. Um acordo assinado pelos governos de Portugal e de Espanha em 20 de Janeiro de 2004 previa o arranque do MIBEL em 20 de Abril de 2004. Na verdade tal não aconteceu e um segundo acordo foi assinado em 1 de Outubro de 2004 que prevê o arranque do MIBEL até 30 de Junho de 2005. Este novo acordo não foi ainda ratificado e decorre entretanto, em Espanha, um processo de discussão pública sobre a reorganização do sector eléctrico espanhol que se prevê esteja concluído até ao final de 2005. Assim, e tendo em conta a complexidade de algumas questões ainda não resolvidas, foi inevitável novo adiamento do início de funcionamento do MIBEL.

No contexto de incerteza que caracterizou o sector eléctrico em 2004, a ERSE decidiu, após consulta a todas as entidades interessadas, limitar a duração do próximo período de regulação tarifária a um ano;

foram assim fixadas tarifas e parâmetros apenas para o ano de 2005 e não para o período 2005-2007, como deveria normalmente ter ocorrido.

No que diz respeito ao sector do gás natural, a ERSE lançou, em Janeiro de 2004, o processo de consulta pública sobre a sua regulamentação, tendo publicado dois documentos – um de informação e outro de discussão – e organizado uma audição pública. Entretanto, por despacho ministerial, foi constituído um grupo de trabalho que deveria ter elaborado uma Lei de Bases. Este diploma deveria não apenas garantir o acesso de produtores de energia eléctrica às redes de transporte de gás natural a partir de 1 de Julho de 2004, como previsto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/2003, de 10 de Maio, mas alterar estruturalmente todo o sector. Consequentemente, a ERSE suspendeu o processo de consulta pública sobre a regulamentação do gás natural. Entretanto, o grupo de trabalho foi extinto e o acesso de terceiros à rede de transporte de gás natural não é possível por ausência de legislação habilitante e de regulamentação apropriada.

A ausência de um novo quadro legislativo claro, previsto mas não concretizado, e a presença de algumas intervenções legislativas não previstas nos documentos de política energética mas sucessivamente concretizadas, fizeram com que a actuação da ERSE em 2004 fosse particularmente difícil.

Durante 2004 a ERSE teve oportunidade de responder a vários pedidos de parecer solicitados pelo Ministério da Economia, sobre diversas matérias relacionadas com o sector eléctrico, e pela Autoridade da Concorrência sobre operações de concentração nos sectores da electricidade e do gás natural. Entre os pareceres solicitados pelo Ministério da Economia é de realçar o parecer sobre o Projecto de Decreto-Lei relativo à cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), onde constava a metodologia de cálculo dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), tema que constitui uma das principais matérias com necessidade de resolução no âmbito quer do cumprimento da Directiva 2003/54/CE quer da construção do MIBEL. Nesse sentido, e tendo em consideração a metodologia proposta para resolução daqueles contratos constantes naquele projecto de diploma, a ERSE elaborou um documento onde identificou os problemas suscitados pela sua aplicação, tendo chamado a atenção do Governo, nomeadamente, para os impactes negativos que a introdução da metodologia subjacente ao cálculo dos CMEC teria a nível tarifário e sobre o desenvolvimento da liberalização.

Uma das matérias tratadas pela ERSE que absorve recursos significativos refere-se às actividades desenvolvidas pelo seu Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia (NACE). Neste âmbito, em 2004, a ERSE procedeu à resposta por escrito de 333 pedidos de informação, 296 referentes ao sector eléctrico e 37 ao sector do gás natural. No final do primeiro semestre de 2005, o número de pedidos de informação respondidos era de 177. Os temas mais solicitados respeitam a tarifas e preços e caracterização do sector eléctrico e no sector do gás natural sobressaem a caracterização do sector e a liberalização. Em sede de resolução de conflitos, foram recebidas na ERSE, em 2004, 503 reclamações,

das quais 364 são relativas ao sector eléctrico e 139 ao sector do gás natural. Em 30 de Junho de 2005, o número de reclamações era de 384. Os assuntos mais reclamados no sector eléctrico prendem-se com a qualidade de serviço, incluindo uma percentagem significativa de reclamações por danos causados em equipamentos eléctricos e com a facturação de energia eléctrica. No sector do gás natural, as questões relacionadas com a manutenção e inspecção de instalações de gás e a facturação do seu fornecimento constituem o grosso das reclamações apresentadas.

Ainda através do NACE, a ERSE disponibiliza aos consumidores de energia, desde o dia 15 de Março de 2004, os serviços de atendimento telefónico e presencial, o primeiro todos os dias úteis entre a 15h00 e as 18h00 e o segundo mediante marcação prévia. Desde a referida data foram realizados 1250 atendimentos telefónicos e 20 atendimentos presenciais.



### 3 REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA

#### 3.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

##### 3.1.1 GERAL

De acordo com a legislação de 1995, 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, conferindo aos clientes considerados elegíveis a possibilidade de livremente escolherem o seu fornecedor de energia eléctrica. Contudo, a referida legislação impedia expressamente a atribuição de elegibilidade a clientes de baixa tensão. De acordo com a legislação, a regulamentação define, de igual modo, que a escolha de fornecedor de energia eléctrica é exercida por acesso ao Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), com a obtenção do estatuto de cliente não vinculado. Em 2004, nova legislação veio atribuir a todos os consumidores o direito de escolha de fornecedor. Assim, há a registar 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 acesso ao SENV as instalações consumidoras de energia eléctrica em média tensão<sup>1</sup> (MT), alta tensão<sup>2</sup> (AT) e muito alta tensão<sup>3</sup> (MAT) com o consumo anual mínimo de 9 GWh.
- Desde 1 de Janeiro de 2002 até final de Fevereiro de 2004, eram consideradas elegíveis para acesso ao SENV todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em MAT, AT ou MT, com consumo efectivo ou previsto não nulo.
- 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)<sup>4</sup>, com consumo efectivo ou previsto não nulo.
- A publicação do Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, veio estender o direito de elegibilidade 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)<sup>5</sup> aguarda ainda a implementação do sistema informático necessário para gerir os procedimentos de mudança de fornecedor e a aprovação das regras relativas aos perfis de consumo.

---

<sup>1</sup> Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

<sup>2</sup> Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

<sup>3</sup> Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

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

<sup>5</sup> Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA.

A caracterização da abertura de mercado está relacionada com o número de clientes e com 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 foram solicitados e atribuídos os primeiros estatutos de cliente não vinculado – e o final do primeiro semestre de 2005.

A evolução do número de clientes elegíveis em Portugal continental reflecte a alteração ocorrida entre 2001 e 2002 quanto ao critério de elegibilidade dos clientes que podem obter o estatuto de cliente não vinculado. Com o critério 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 aderir ao SENV, 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 aos clientes de BTN ainda antes do final deste último ano (cerca de 5,8 milhões de clientes).

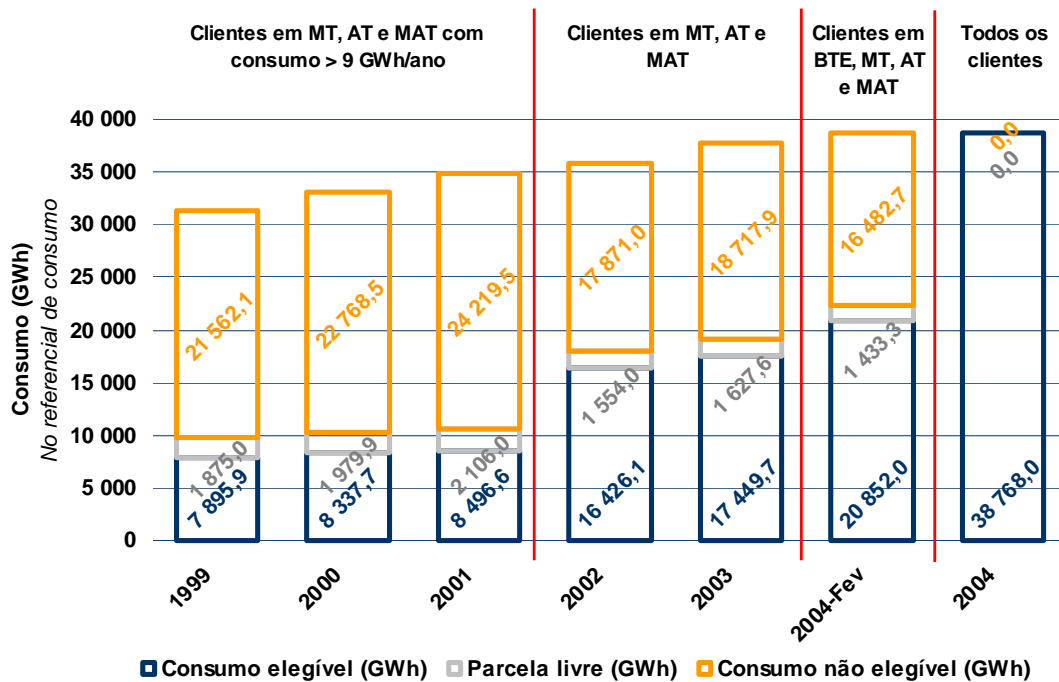
Da Figura 3-1, que apresenta a evolução dos consumos elegíveis e não elegíveis em Portugal continental, no referencial de consumo, bem como a parcela livre<sup>6</sup>, pode extrair-se que o consumo total em Portugal continental cresceu a uma taxa média anual de aproximadamente 3,8% entre 1999 e 2004. Por outro lado, a alteração da condição de elegibilidade de 2001 para 2002 repercutiu-se num aumento significativo do consumo elegível, para cerca de 16 426,1 GWh, o que passou a representar mais de 44% 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 7895,9 GWh e 8496,6 GWh, respectivamente).

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 20 852 GWh (53,8% do total de consumo nacional em Portugal continental) e em aproximadamente 38 768 GWh (que corresponde a 100% do consumo nacional em Portugal continental).

---

<sup>6</sup> De acordo com a legislação de 1995 ainda vigente, pode ser adquirida pelo distribuidor vinculado em MT e AT (“comercializador regulado”), no âmbito do SENV, 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 SENV, deve ser acrescentada a parcela livre que o distribuidor vinculado em AT e MT pode livremente contratar, de forma a apurar o grau de abertura total do mercado português.

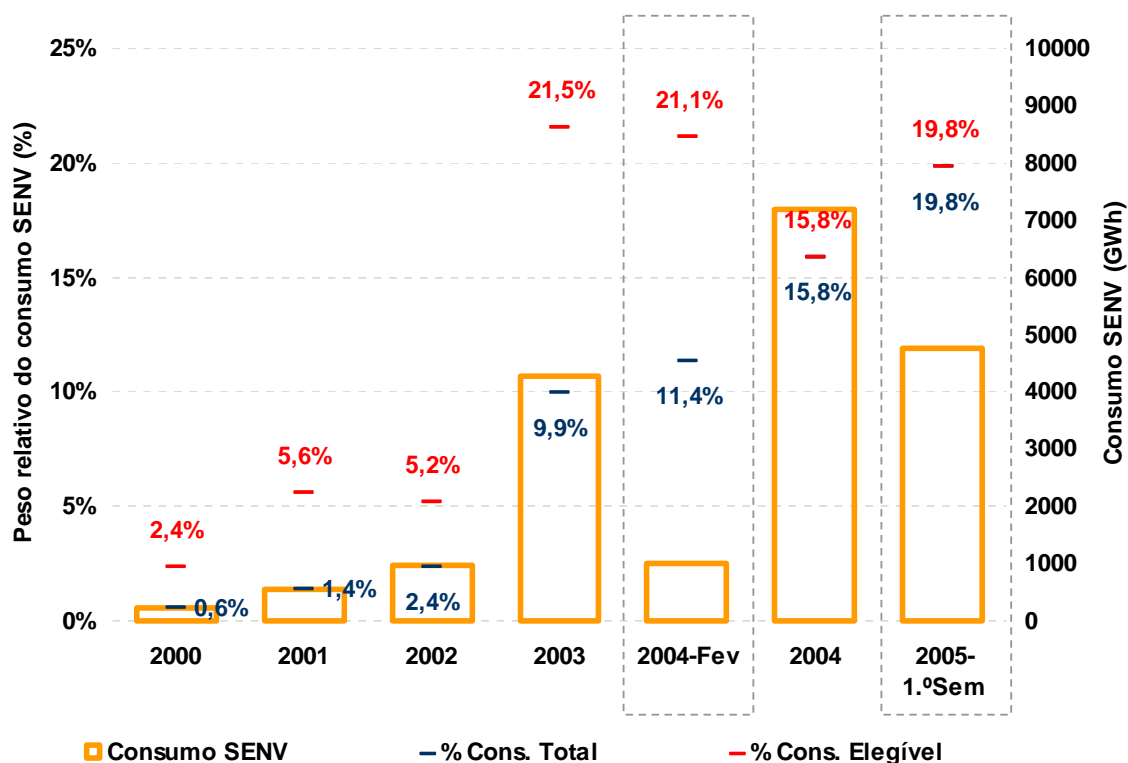
**Figura 3-1 – Evolução do consumo elegível e não elegível  
Portugal continental**



A Figura 3-2 apresenta a evolução dos consumos efectivos realizados no âmbito do mercado liberalizado (SENV), 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 ao primeiro semestre de 2005, por não se referir a um ano completo, é apresentado na Figura 3-2 de forma destacada.

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 de peso relativo referido ao consumo elegível que se explicam pelos sucessivos aumentos da base de consumo elegível. Por outro lado, os valores do peso relativo do consumo no SENV referido ao consumo total e ao consumo elegível, são coincidentes em final de 2004 e no primeiro semestre de 2005, já que nesses períodos todos os clientes são elegíveis.

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

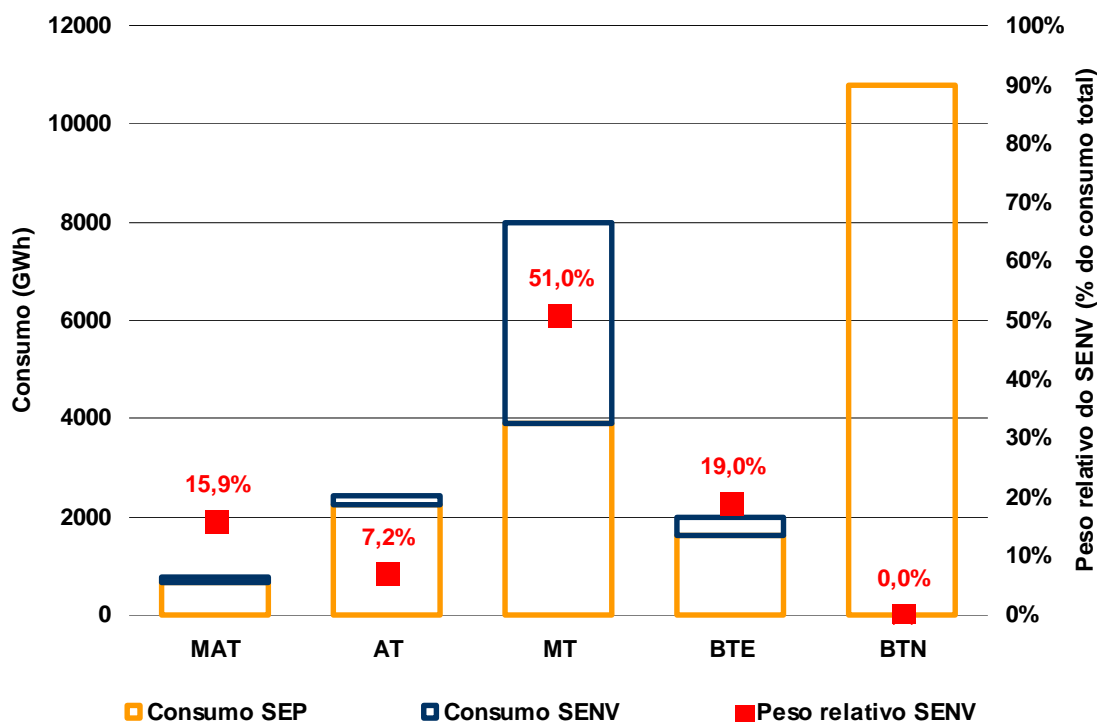


Por fim, na Figura 3-3 apresenta-se a repartição por nível de tensão<sup>7</sup> do consumo efectivo realizado durante o primeiro semestre de 2005, efectuando-se, ainda, a atribuição de valores de consumo aos clientes em mercado liberalizado (SENV<sup>8</sup>) e aos clientes do sistema público (SEP), sendo observável que cerca de 51% 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 do segmento, quase 1/5 dos consumos em BTE se referem a fornecimentos no SENV.

<sup>7</sup> Em virtude de não existir desagregação de valores de consumo por nível de tensão em desagregação semestral, considera-se que os consumos totais se repartem no primeiro semestre de modo idêntico ao que acontece na projecção dos valores de consumo para todo o ano 2005, de acordo com os valores publicados pela ERSE para efeitos de definição das tarifas e preços para 2005.

<sup>8</sup> A inexistência de desagregação dos valores de consumo efectivo dos clientes no SENV determina que se utilize uma aproximação semelhante à efectuada para os consumos totais, considerando-se que os consumos no SENV se repartiram por nível de tensão no 1.º semestre de 2005 de modo semelhante à repartição que se extrai dos valores acumulados dos respectivos consumos anualizados.

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



### 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.

#### Resolução de Congestionamentos nas interligações:

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.

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 2004, 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 2004, realçando-se a tendência importadora dos últimos anos.

**Figura 3-4 – Evolução da capacidade de interligação disponível para uso comercial e do seu uso efectivo ao longo dos anos de 2002 a 2004, em dias úteis e feriados e fins-de-semana**

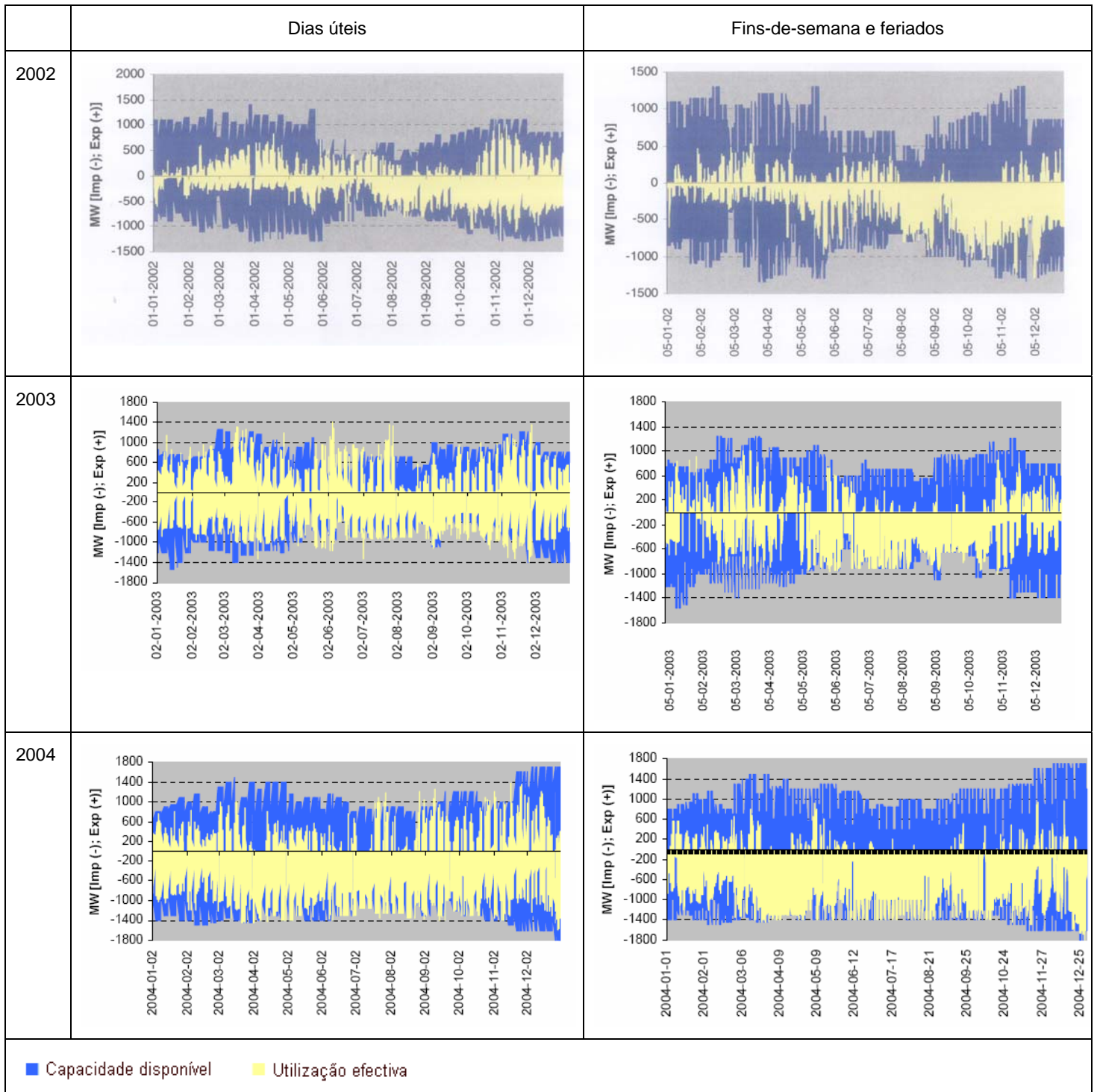
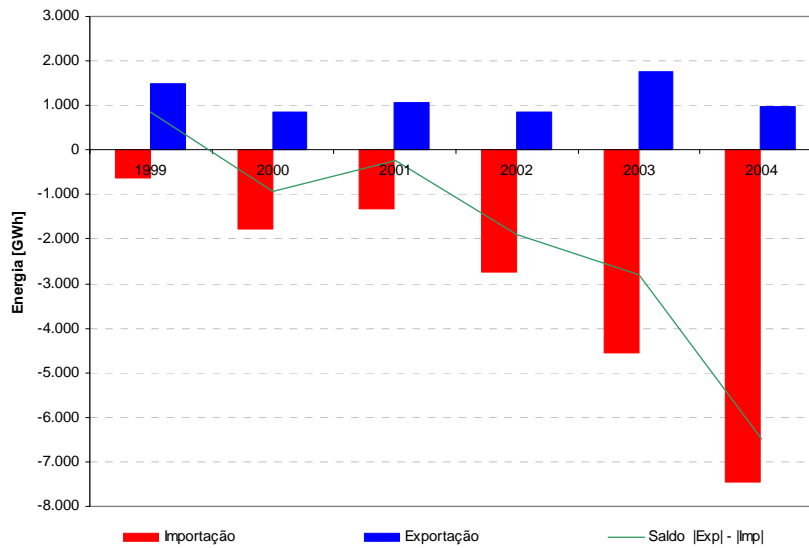


Figura 3-5 – Valores anuais movimento comercial de importação e exportação de 1999 a 2004



#### 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 equivalente a 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.

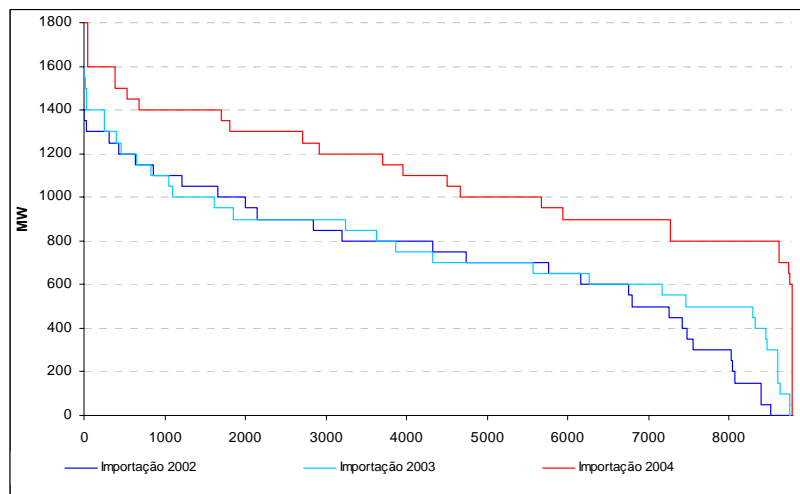
O investimento recente nas interligações permite que a capacidade de transporte para fins comerciais tenha aumentado em 2004. A Figura 3-6 e a Figura 3-7 apresentam a distribuição horária da capacidade de transporte para fins comerciais, respectivamente, para importação e exportação de 2002 a 2004.

Os valores médios anuais de capacidade de transporte para fins comerciais disponíveis ao longo dos últimos três anos são apresentados no Quadro 3-1.

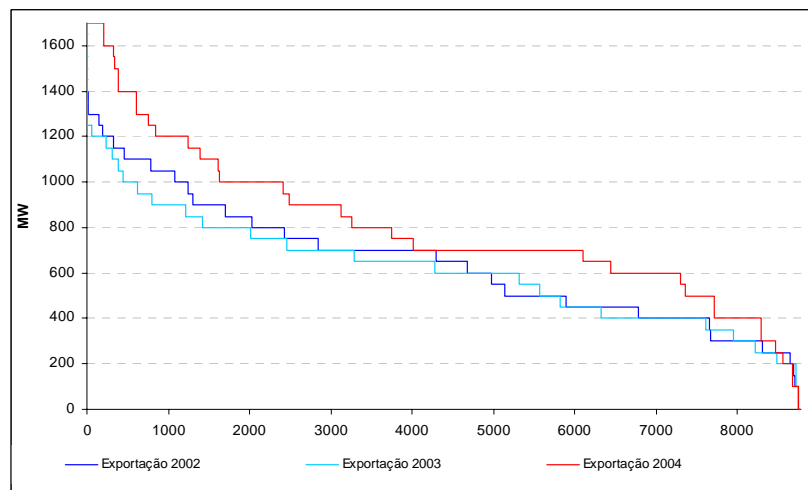
**Quadro 3-1 – Valores médios anuais de capacidade de transporte para fins comerciais**

	2002	2003	2004
<b>Importação</b>	736 MW	774 MW	1107 MW
<b>Exportação</b>	648 MW	615 MW	801 MW

**Figura 3-6 – Valores da distribuição horária anual de capacidade de transporte para fins comerciais de importação durante 2002 a 2004**



**Figura 3-7 – Valores da distribuição horária anual de capacidade de transporte para fins comerciais de exportação durante 2002 a 2004**



### 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 estatuto de operador da rede de distribuição de energia eléctrica encontra-se atribuído à EDP Distribuição – Energia, S.A. (EDP Distribuição), empresa pertencente ao Grupo EDP, entidade detentora das infra-estruturas da rede de distribuição de energia eléctrica em Média Tensão e Alta Tensão através da atribuição de uma licença. Para além desta licença, a EDP Distribuição mantém e explora a quase totalidade da rede de distribuição em Baixa Tensão (BT) em Portugal continental, em resultado de acordos de concessão estabelecidos com as diversas Autarquias.

A rede de distribuição em BT não explorada pela EDP Distribuição, com um peso pouco significativo no total da rede de distribuição em BT, encontra-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

Cada uma das entidades anteriormente referidas, a quem se encontram atribuídas as funções de operação das redes de energia eléctrica, integra ainda outras actividades no âmbito dos respectivos contratos de concessão e licenças de vinculação, sujeitas a regulação da ERSE.

Descrevem-se, de seguida, as actividades reguladas que integram cada uma das entidades:

- REN

Actividade de Transporte de Energia Eléctrica – Actividade que corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da RNT.

Actividade de Gestão Global do Sistema – Actividade desenvolvida pelo Gestor de Sistema e pelo Gestor de Ofertas (unidades internas da REN) inclui a coordenação técnica do sistema integrado do SEP, a coordenação comercial e o sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV.

Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica – Actividade desenvolvida pelo Agente Comercial do SEP (unidade interna da REN), inclui a aquisição de energia eléctrica necessária para abastecimento dos consumos dos clientes do SEP, bem como a elaboração de estudos para o planeamento da expansão do sistema electroprodutor.

- EDP Distribuição

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica – Corresponde ao 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.

Actividade de Comercialização de Redes – Consiste na 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 de distribuição.

Actividade de Comercialização no SEP – Engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes finais do SEP, bem como, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica – Consiste na aquisição à REN da energia eléctrica, dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede transporte, necessários para o distribuidor vinculado efectuar os seus fornecimentos aos clientes finais do SEP, bem como à gestão da aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados e importações directas no âmbito da “parcela livre”.

▪ EDA e EEM

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica – Actividade que corresponde ao 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.

Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica – Actividade que engloba 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 a cada actividade anteriormente referidas encontram-se indicadas na tabela seguinte:

EMPRESA	ACTIVIDADE	FORMA DE REGULAÇÃO
REN	Aquisição de Energia Eléctrica	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites em base anual
	Gestão Global do Sistema	
	Transporte de Energia Eléctrica	
EDP Distribuição	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
	Comercialização no SEP	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 SEP dos custos de produção e transporte
EDA e EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites em base anual
	Distribuição de Energia Eléctrica	
	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.

## **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, tal como decorre, no essencial, da legislação de 1995. Assim, consideram-se fornecimentos a clientes que escolham um fornecedor que participa no mercado no âmbito do Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) e a clientes que por opção são fornecidos pelo Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP).

## **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 por forma a que a sua estrutura seja, por um lado, 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.

A tarifa de Energia e Potência (TEP) permite recuperar os proveitos da actividade regulada de aquisição de energia eléctrica que inclui os encargos de produção de energia eléctrica para abastecimento dos clientes do SEP.

A tarifa de Comercialização do SEP permite recuperar os proveitos da actividade regulada de comercialização no SEP que engloba as estruturas comerciais de venda de energia eléctrica aos clientes do SEP, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

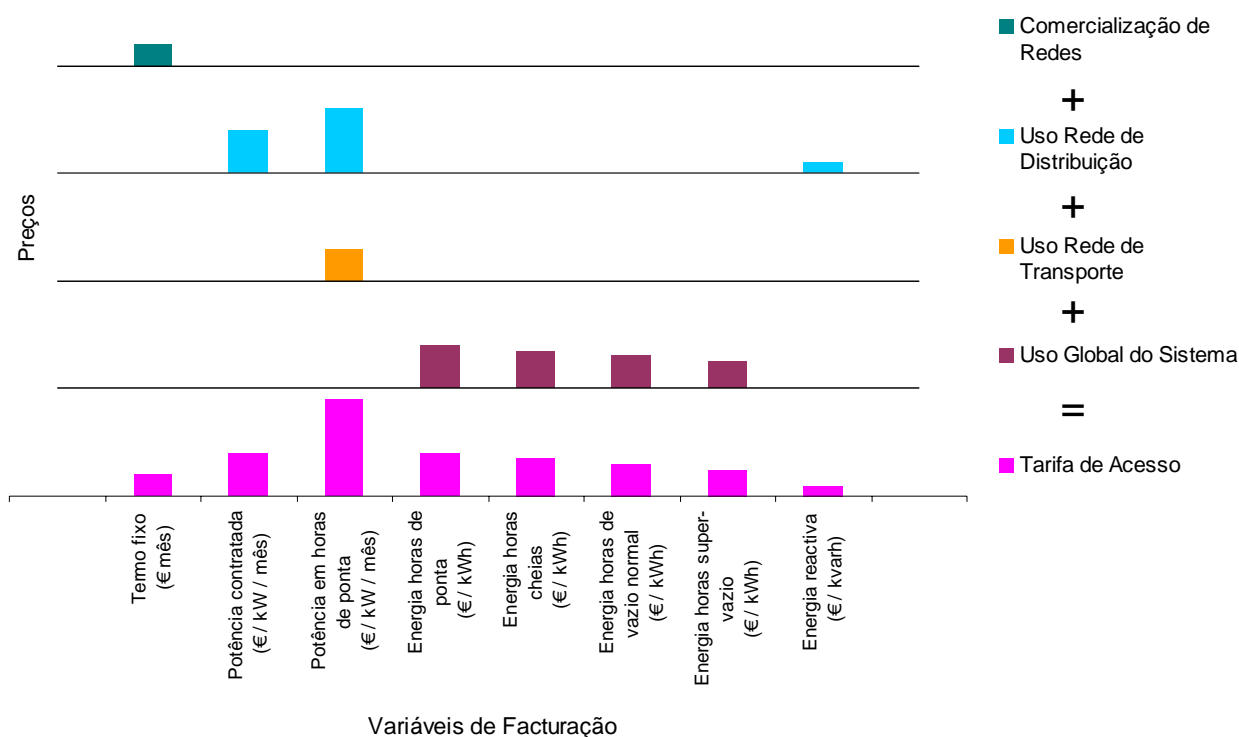
#### **TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

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 do SEP aplicadas pelo comercializador regulado aos clientes do SEP são calculadas, a partir das tarifas por actividade incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas de Energia e Potência e de Comercialização no SEP.

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 subsidiação cruzada 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 possibilidade de escolher o 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  $[P \times (RPI-X)]$  assenta na determinação de um preço unitário base de energia eléctrica distribuída, por nível de tensão, que varia (com um tendência normalmente decrescente) ao longo do período de regulação de acordo com a variação do índice de preços no consumidor deduzido de um factor de eficiência. 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 um adequado parâmetro 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 tendo em conta a evolução dos custos operacionais de exploração desta actividade.

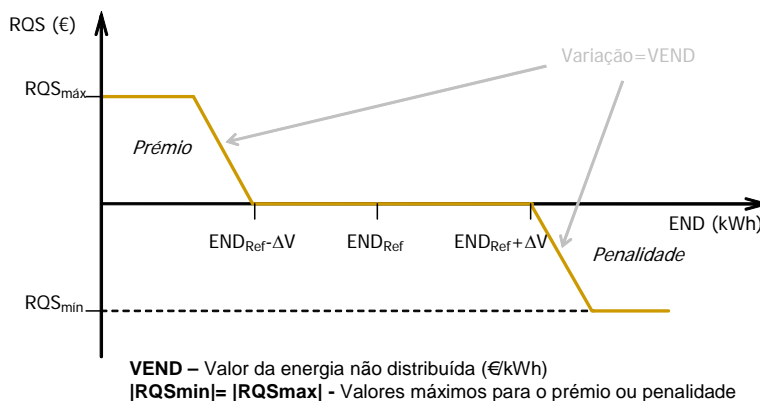
#### **QUALIDADE DE SERVIÇO**

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 valor se pode reflectir nos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT de Portugal continental.

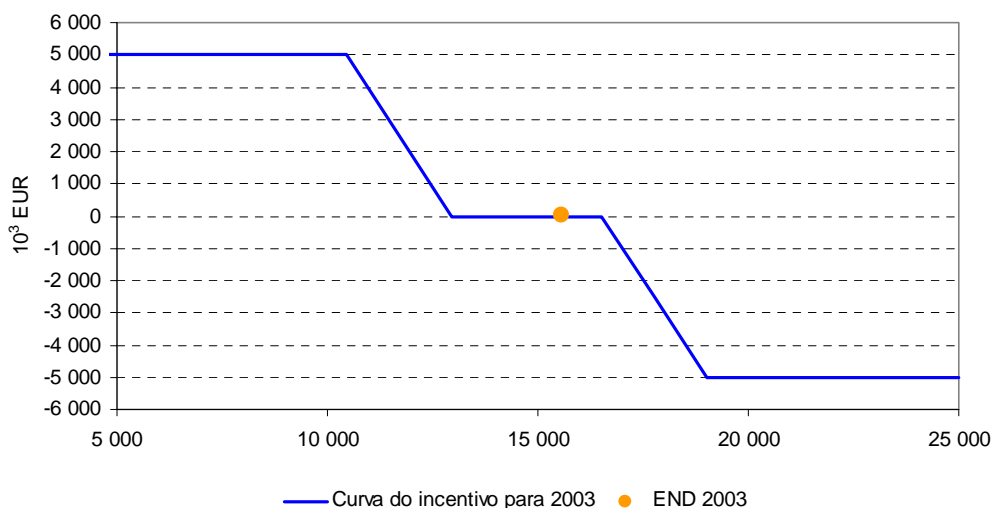
O valor do incentivo à continuidade de serviço depende do valor de energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função tipo “banda morta” com limites máximos estabelecidos, conforme esquematizado na Figura 3-9.

**Figura 3-9 - Mecanismo de Incentivo à Continuidade de Serviço**



No primeiro ano em que foi aplicado (relativo ao desempenho de 2003), o incentivo à continuidade de serviço, o valor de energia não distribuída situou-se na zona da “banda morta”, fazendo com que o valor do incentivo fosse nulo (Figura 3-10).

**Figura 3-10 - 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.
- 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 dimensão da localidade onde se situa a instalação do cliente define a zona geográfica de qualidade de serviço em que se insere:

- 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 3-2 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 3-2 – 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 3-3 em função da zona geográfica de qualidade de serviço e do nível de tensão.

**Quadro 3-3 – 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 3-11 e a Figura 3-12 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 3-11 – Evolução do SAIFI - frequência média das interrupções do sistema

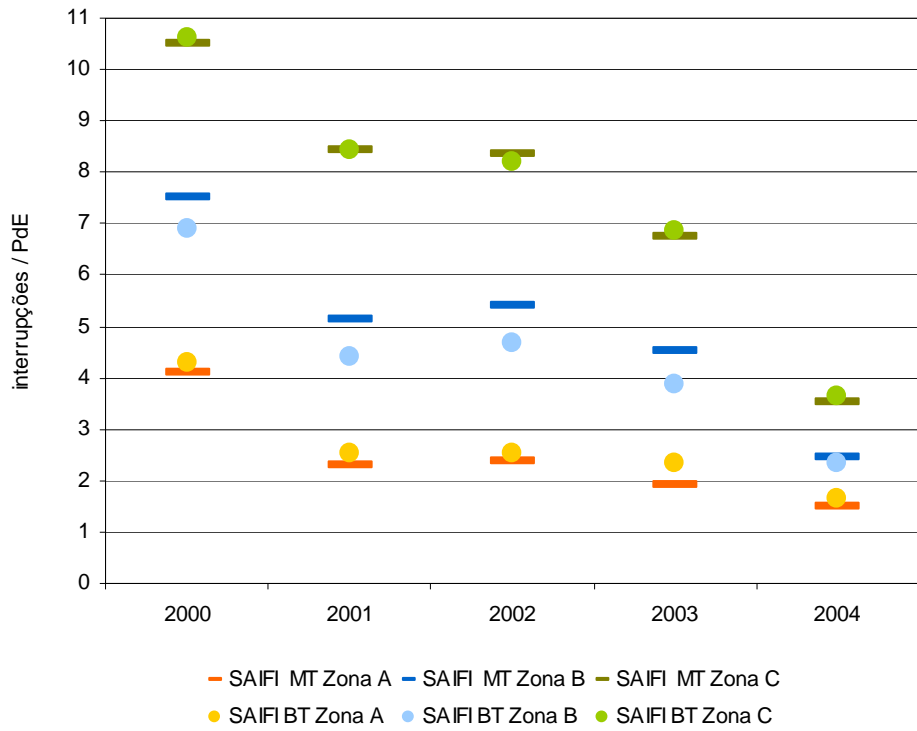
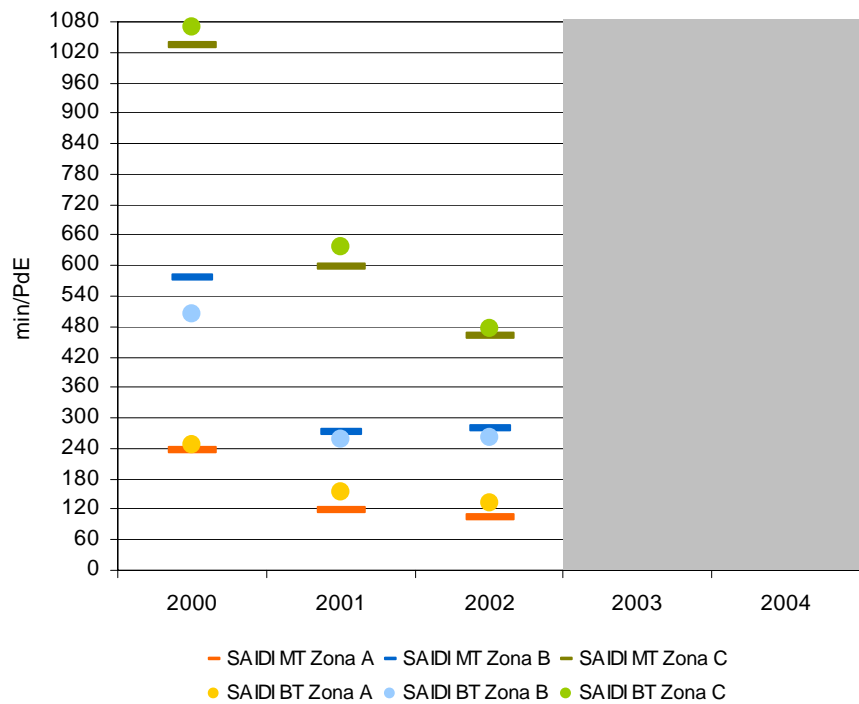


Figura 3-12 – Evolução do SAIDI - duração média das interrupções do sistema



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

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

O Quadro 3-4 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 3-4 – Valores-padrão para os indicadores individuais de continuidade de serviço**

		Nível de tensão				
		MAT	AT	MT	BT	
Número de interrupções por ano	3	8	8	12	A	Z o n a
			18	23	B	
			30	36	C	
Duração das interrupções (h/ano)	0,75	4	4	6	A	Z o n a
			8	10	B	
			16	20	C	

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 apresentadas no Quadro 3-5.

Quando se verifique o incumprimento dos dois padrões indicados no referido quadro, será paga a compensação mais elevada.

**Quadro 3-5 – Compensações a pagar pelo incumprimento dos indicadores individuais de continuidade de serviço (valores de 2004)**

<p>▪ <b>Número de interrupções</b></p> <p style="text-align: center;"><math>C_N = (NI - NI_p) \times F_c</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• NI: Número de interrupções</li> <li>• NI<sub>p</sub>: Padrão associado ao n.º de interrupções</li> <li>• F<sub>c</sub>: Factor de compensação             <ul style="list-style-type: none"> <li>→ 1 €- Clientes BT com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA</li> <li>→ 5 €- Restantes clientes de BT</li> <li>→ 20 €- Clientes de MT</li> <li>→ 100 €- Clientes de AT e MAT</li> </ul> </li> </ul>	<p>▪ <b>Duração das interrupções</b></p> <p style="text-align: center;"><math>C_D = (DI - DI_p) \times P_c \times K_c</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• DI: Duração de interrupções</li> <li>• DI<sub>p</sub>: Padrão associado à duração das interrupções</li> <li>• P<sub>c</sub> - Potência contratada</li> <li>• K<sub>c</sub>: Factor de compensação (2003)             <ul style="list-style-type: none"> <li>→ 0,57 €- Clientes BT com potência contratada inferior ou igual 41,4 kVA (BTN)</li> <li>→ 0,30 €- Clientes BT com potência contratada superior 41,4 kVA (BTE)</li> <li>→ 0,28 €- Clientes MT</li> <li>→ 0,16 €- Clientes AT e MAT</li> </ul> </li> </ul>
--	--

O pagamento das compensações pelo incumprimento dos indicadores individuais de continuidade de serviço pelas empresas é automático desde 2004 e, para esse primeiro ano de aplicação automática, a empresa previu o número de incumprimentos e os valores de montantes a pagar apresentados no Quadro 3-6.

**Quadro 3-6 – Compensações previstas por incumprimento dos indicadores individuais de continuidade de serviço**

Valores estimados para 2004

Compensações		Total
BT Pc ≤ 41,4 kVA	Nº	78 283
	Montante [€]	947 678
BT Pc > 41,4 kVA	Nº	513
	Montante [€]	53 387
MT	Nº	722
	Montante [€]	176 004
AT	Nº	1
	Montante [€]	5 000
<b>Total</b>	<b>Nº</b>	<b>79 519</b>
	<b>Montante [€]</b>	<b>1 182 069</b>

O RQS estabelece as características principais da onda de tensão de alimentação, a respeitar no ponto de entrega ao cliente e 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 3-7.

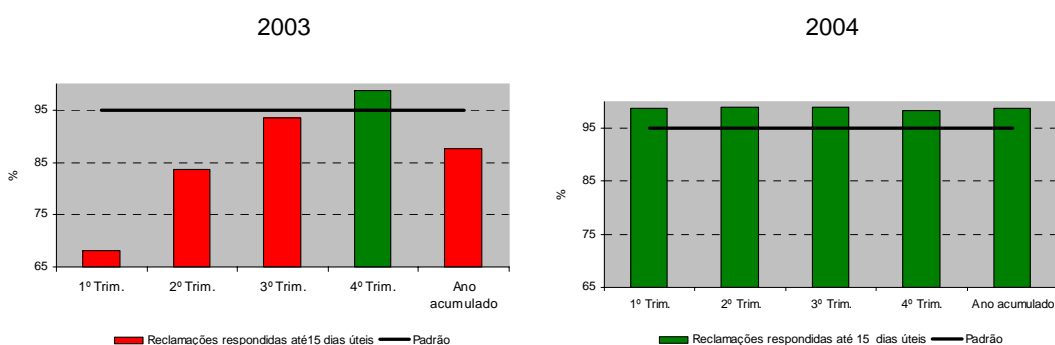


**Quadro 3-7 – Indicadores e padrões gerais de qualidade de serviço comercial**

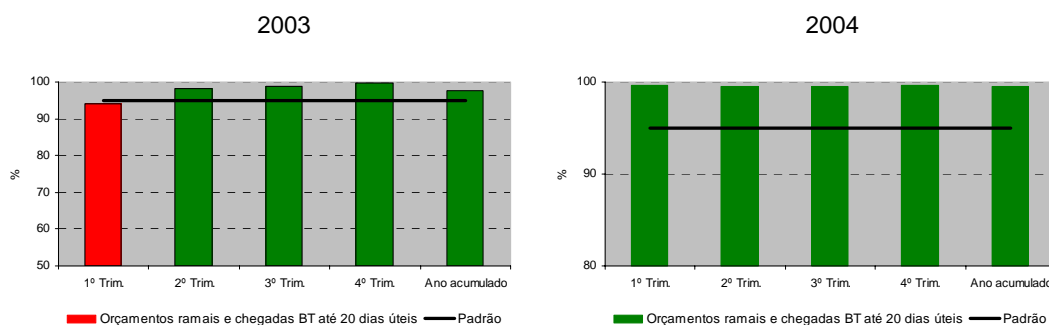
Indicador geral	Padrão (%)
Percentagem de atendimentos com tempo de espera até 60 segundos no atendimento telefónico centralizado	80
Percentagem de atendimentos com tempo de espera até 20 minutos nos centros de atendimento	90
Percentagem de reclamações apreciadas e respondidas até 15 dias úteis	95
Percentagem de pedidos de informação, apresentados por escritos, respondidos até 15 dias úteis	90
Percentagem de clientes em BTN com pelos menos uma leitura anual do contador	98
Percentagem de orçamentos de ramais e chegadas de BT elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95
Percentagem de ramais e chegadas em BT executados no prazo máximo de 20 dias úteis	95
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
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	80

A título de exemplo, a Figura 3-13 e a Figura 3-14 apresentam a evolução de dois dos indicadores de qualidade de serviço comercial, o indicador “Percentagem de reclamações apreciadas e respondidas no prazo de 15 dias úteis” e o indicador “Percentagem de orçamentos de ligações em BT elaborados no prazo de 20 dias úteis”.

**Figura 3-13 – Evolução do indicador “Percentagem de reclamações apreciadas e respondidas no prazo de 15 dias úteis”**



**Figura 3-14 – Evolução do indicador “Percentagem de orçamentos de ligações em BT elaborados no prazo de 20 dias úteis”**



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 tem de ocorrer no intervalo de 3 horas combinado.
- Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica, que tem de 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 tem de ocorrer no prazo máximo de 8 horas, no caso da MT, ou até às 17h do dia útil seguinte, no caso da BT.
- Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança, que tem de ocorrer no prazo máximo de 15 dias úteis.
- Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão, que tem de ocorrer no prazo máximo de 15 dias úteis.
- Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem, que tem de 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:

- € 15,00 no caso de clientes de BT, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.
- € 25,00 para os restantes clientes de BT.
- € 75,00 para os restantes clientes.

Durante o ano de 2004 iniciou-se o pagamento automático das compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço comercial, tendo sido pagas 17 703 compensações, a que correspondeu um montante de cerca de 274 315 euros.

O Regulamento da Qualidade de Serviço 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 a ERSE é obrigada a elaborar um relatório anual sobre qualidade de serviço.

#### **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.
- 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, ou, nos casos em que se tenha procedido ao sobredimensionamento<sup>9</sup> do elemento de ligação, entre os requisitantes e o operador da rede. Se, tendo por objectivo promover uma afectação técnica e economicamente mais vantajosa dos recursos, os operadores de rede decidem, por sua iniciativa, dotar o elemento de ligação para uso partilhado com capacidade adicional, o custo com o sobredimensionamento deverá ser suportado por estes, sendo-lhes atribuído o direito ao ressarcimento quando e à medida que o elemento de ligação venha a ser utilizado em novas ligações à rede.

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. No caso de ligações em MT e BT, a comparticipação terá lugar sempre que a potência requisitada exceda a potência de referência estabelecida para o nível de tensão e o tipo de instalação em causa. A comparticipação devida deve ser função da potência requisitada, cabendo à ERSE estabelecer as condições e os valores de comparticipação neste tipo de ligações.

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. Neste sentido, para efeitos de repartição de encargos com as ligações das instalações de clientes às redes, a ERSE adoptou, como princípio orientador, a correspondência entre os custos induzidos e a responsabilidade pelo seu pagamento.

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.

---

<sup>9</sup> O sobredimensionamento consiste na construção do elemento de ligação com capacidade adicional à estritamente necessária para alimentar as instalações consideradas na requisição de ligação à rede.

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.

Os centros produtores do SENV com capacidade instalada superior a 50 MVA devem acordar com o operador da rede a que se pretendem ligar os custos do reforço da rede.

#### **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 3-8 apresentam-se as componentes de custo incluídas nas tarifas a pagar pelo acesso às redes em 2005. Neste Quadro apresentam-se também o montante de proveitos proporcionado por cada uma das tarifas.

**Quadro 3-8 - Discriminação dos custos incluídos nas tarifas a pagar pelo acesso às redes**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES	PROVEITOS (10 <sup>3</sup> EUR)	COMPONENTES DE CUSTO	(%)
USO GLOBAL DO SISTEMA	357 954	Gestão do Sistema	7
		Serviços de Sistema	28
		Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos	2
		Sobrecusto Produção Regime Especial	40
		Sobrecusto Convergência Regiões Autónomas	24
USO DA REDE DE TRANSPORTE	161 759	Rede de Transporte	100
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT/MT	369 807	Rede de Distribuição	100
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT	573 242	Rede de Distribuição	65
		Rendas Concessão Municípios	35
COMERCIALIZAÇÃO DE REDES	137 939	Leitura, facturação e cobrança das tarifas de uso de redes	100

Do Quadro 3-9 ao Quadro 3-11 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 20,7kVA 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 3-9 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em AT**

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	-	-	-	0,0082	0,0081	0,0081	0,0081	-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	1,877	-	-	-	-	-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	0,175	0,262	-	-	-	-	0,0120	0,0090
Comercialização de Redes em AT	101,22	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa de Acesso às Redes em AT	101,22	0,175	2,139	0,0082	0,0081	0,0081	0,0081	0,0120	0,0090

**Quadro 3-10 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTE**

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	-	-	-	0,0094	0,0089	0,0086		-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	2,162	-	-	-	-	-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	0,503	-	-	-	-	-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	3,799	-	-	-	-	-	-
Uso da Rede de Distribuição em BT	-	0,642	5,780	-	-	-	-	0,0151	0,0115
Comercialização de Redes em BT	26,26	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa de Acesso às Redes em BTE	26,26	0,642	12,244	0,0094	0,0089	0,0086		0,0151	0,0115

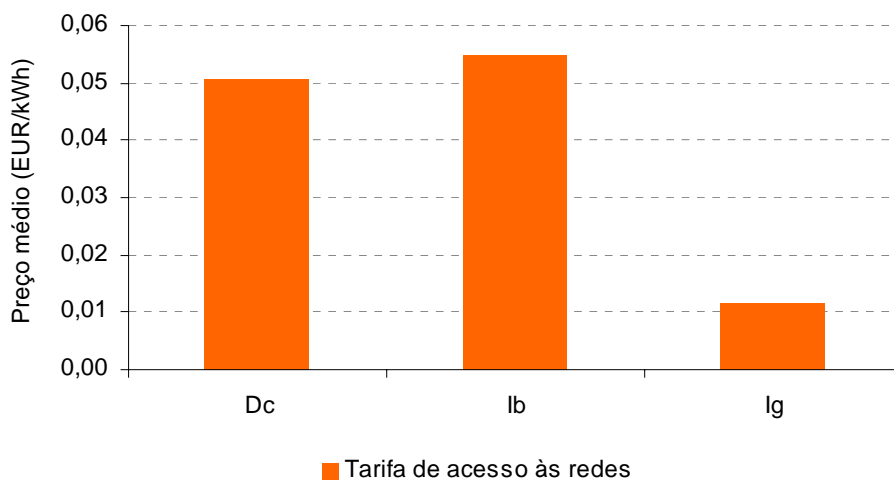
**Quadro 3-11 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTN Bi-horária <20,7kVA**

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	-	-	-	0,0090		0,0086		-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	-	0,0075		-		-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	-	0,0017		-		-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	-	0,0132		-		-	-
Uso da Rede de Distribuição em BT	-	0,642	-	0,0200		-		-	-
Comercialização de Redes em BT	1,42	-	-	-		-		-	-
Tarifa de Acesso às Redes em AT	1,42	0,642	-	0,0514		0,0086		-	-

Na Figura 3-15 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 3-12. Os valores apresentados não incluem o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA), à taxa legal em vigor de 5%.

**Quadro 3-12 - 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

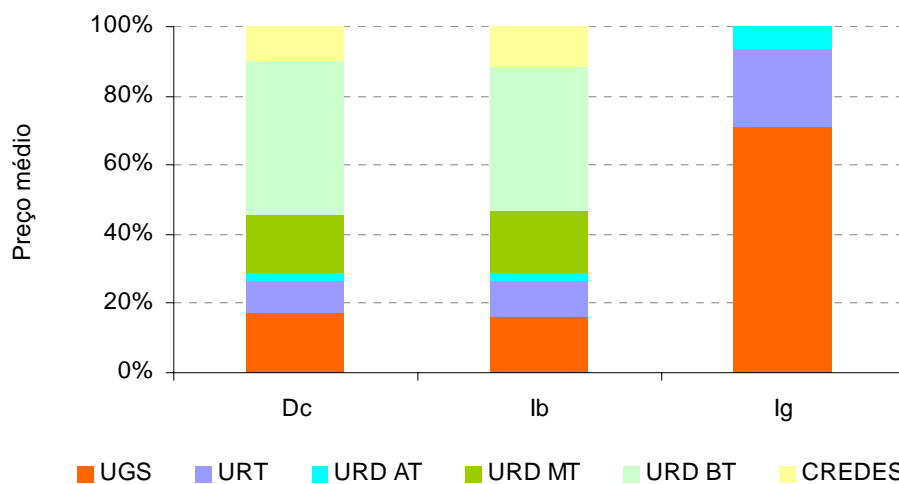
**Figura 3-15 - Preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes**

Relativamente à Figura 3-15, 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 3-16 e na Figura 3-17 apresenta-se a estrutura dos preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes. Na Figura 3-16 o preço médio de cada cliente é decomposto nas diversas tarifas por actividade que compõem a sua tarifa de acesso às redes.

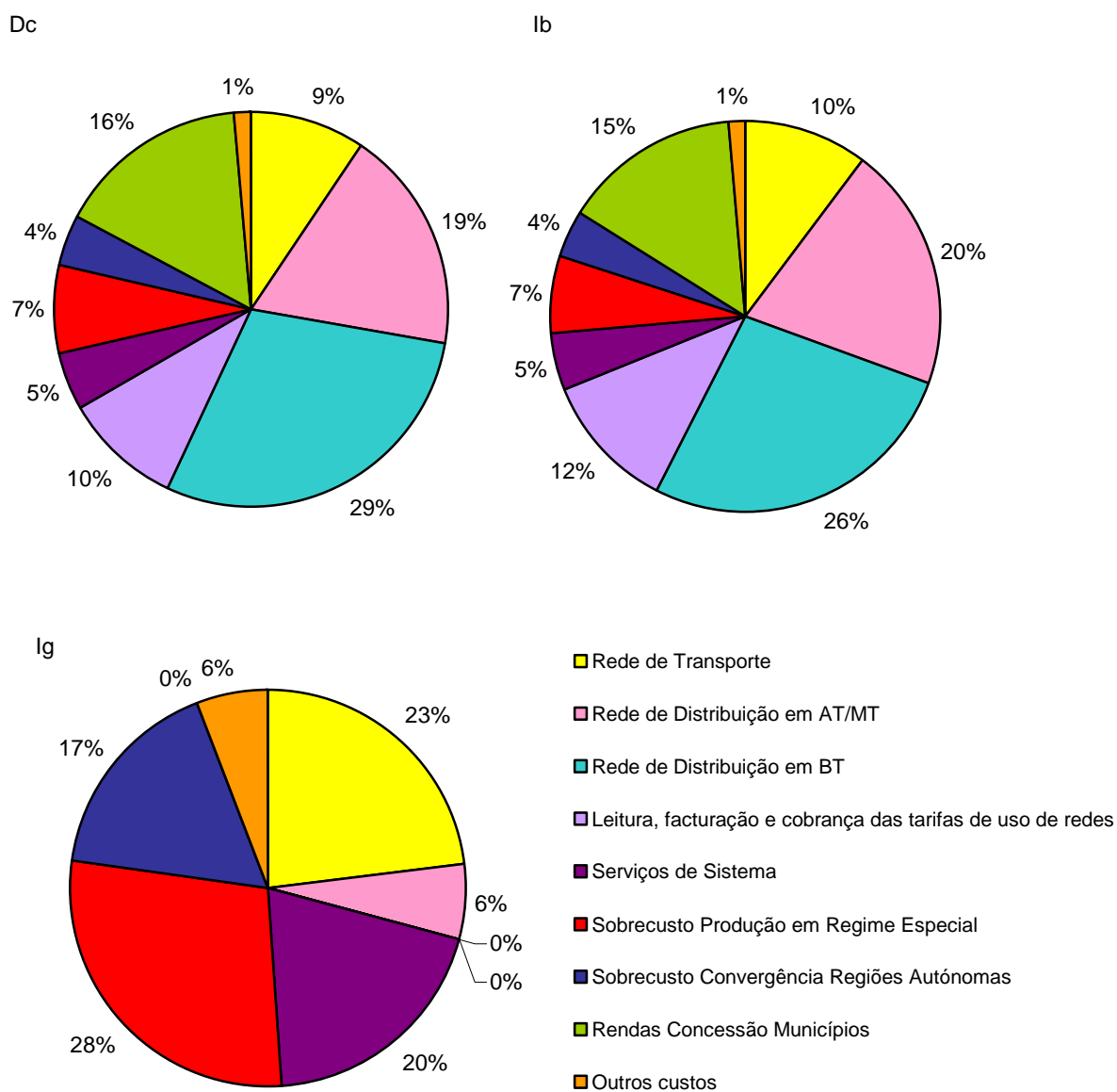


**Figura 3-16 - Estrutura dos preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes**



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 3-17 - Decomposição do preço médio pago pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes**



No Quadro 3-13 sintetizam-se os preços médios apresentados na Figura 3-15 e na Figura 3-16.

**Quadro 3-13 - Preços médios das tarifas de Acesso às Redes**

Unidade: €/kWh

Tarifa	Consumidor-tipo		
	Dc	Ib	Ig
Uso Global do Sistema (UGS)	0,0089	0,0090	0,0081
Uso da Rede de Transporte (URT)	0,0047	0,0056	0,0026
Uso da Rede de Distribuição em AT (URD AT)	0,0011	0,0013	0,0007
Uso da Rede de Distribuição em MT (URD MT)	0,0083	0,0098	0,0000
Uso da Rede de Distribuição em BT (URD BT)	0,0227	0,0227	0,0000
Comercialização de Redes (CREDES)	0,0049	0,0063	0,0000
Tarifa de Acesso às Redes sem IVA	0,0505	0,0547	0,0115
Tarifa de Acesso às Redes com IVA	0,0530	0,0575	0,0120

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

### 3.1.3.3 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.

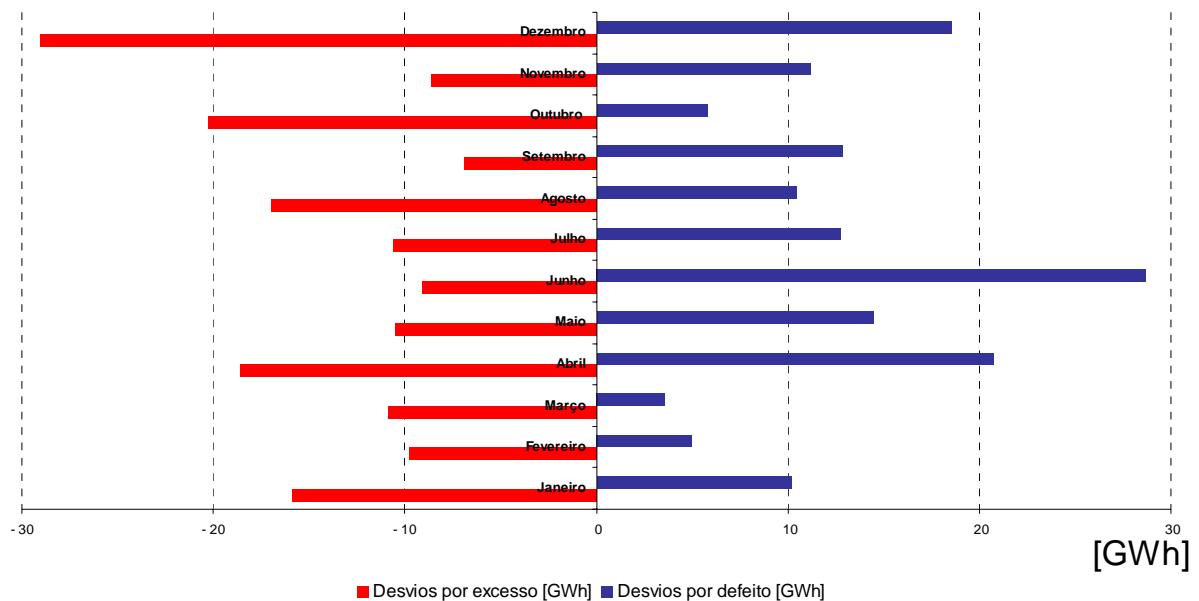
Os preços pagos dependem do tipo de desvio (por defeito ou por excesso) e estão relacionados com o preço da energia activa da tarifa de Energia e Potência por coeficientes que podem ser maiores ou menores que 1.

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 3-18 apresenta-se a evolução das energias de desvio ao longo de 2004. A azul estão representados os desvios por defeito e a vermelho os desvios por excesso.

**Figura 3-18 - Evolução dos desvios no SENV (2004)**



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 22,93 €/MWh e 57,75 €/MWh, respectivamente, para desvios por excesso e por defeito.

**Quadro 3-14 - Desvio total anual e valores unitários no SENV(2004)**

	Unidade	Valor
Desvio por excesso	MWh	167 006
Valorização dos desvios por excesso	EUR	3 829 335,48
Desvio unitário por excesso	€/MWh	22,93
Desvio por defeito	MWh	154 213
Valorização dos desvios por defeito	EUR	8 906 284,00
Desvio unitário por defeito	€/MWh	57,75

Fonte: REN

### 3.1.4 SEPARAÇÃO CONTABILÍSTICA

A REN, como referido anteriormente, para além de responsável pela operação da rede de Transporte de Energia Eléctrica (TEE), exerce igualmente as actividades de Aquisição de Energia Eléctrica para abastecer os consumos dos clientes do SEP (AEE) e de Gestão Global do Sistema (GGS).

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.

A EDP Distribuição, como também já referido, para além da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica exerce ainda as actividades de Comercialização de Redes (CR), Comercialização de Energia Eléctrica para abastecer os consumos dos clientes do SEP (CSEP) e Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE).

A EDP Distribuição, sendo uma entidade juridicamente autónoma, integra o Grupo EDP sendo detida a 100% pela EDP, S.A.

Em 31 de Dezembro de 2004 a estrutura accionista da EDP, S.A. tinha a composição indicada no Quadro 3-15.

**Quadro 3-15 - Estrutura accionista da EDP, S.A.**

<b>Accionista</b>	<b>Capital (%)</b>
Parpública - Participações Públicas, SGPS, S.A.	15,59
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	9,76
Iberdrola - Participações, SGPS, S.A.	5,70
Caja de Ahorros de Asturias (CajAstur)	5,33
Banco Comercial Português, S.A.	5,06
Brisa - Participações, SGPS, S.A.	2,00
EDP (Ações próprias)	0,39
Restantes Accionistas	55,97
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>

A EDA. era até à pouco tempo 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 REN, a EDP Distribuição, a EDA e a EEM todas têm identificação própria, não existindo risco de confusão. No entanto, no caso da EDP Distribuição, pelo facto de estar integrada num grupo económico, a sua imagem 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, enquanto que a REN, a EDA e a EEM têm páginas próprias, respectivamente, [www.ren.pt](http://www.ren.pt), [www.eda.pt](http://www.eda.pt) e [www.eem.pt](http://www.eem.pt), a informação sobre a EDP Distribuição pode ser consultada em [www.edp.pt](http://www.edp.pt), página do Grupo EDP.

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.

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 empresas e as naturezas de custo associadas, mais importantes, que se verificaram em 2004.

Empresa do grupo	Natureza de custo
EDP, SA (Holding)	Fornecimentos e Serviços Externos (rendas e trabalhos especializados) Encargos Financeiros
EDP Valor, SA	Fornecimentos e Serviços Externos (trabalhos especializados)
Sávida, SA	Custos com o pessoal (serviços de saúde)
Edinfor, SA	Fornecimentos e Serviços Externos (trabalhos especializados - serviços de informática) Investimentos (Sistemas Informáticos)
Enernova, SA	Aquisição de energia eléctrica
Labelec, SA	Fornecimentos e Serviços Externos (conservação e reparação e trabalhos especializados - serviços de laboratório) Investimentos (Serviços de laboratório - mão de obra)
MRH, SA	Fornecimentos e Serviços Externos (formação)
OniTelecom, SA	Fornecimentos e Serviços Externos (Serviços de comunicações)
EDP Imobiliária, SA	Fornecimentos e Serviços Externos (trabalhos especializados)
Acebnet, SA	Fornecimentos e Serviços Externos (trabalhos especializados - serviços de informática)
Ace, SA	Investimentos (Sistemas informáticos - mão de obra)
IT LOG, SA	Fornecimentos e Serviços Externos (conservação e reparação e trabalhos especializados - serviços de informática)
TER, SA	Aquisição de energia eléctrica
EDP Energia, SA	Aquisição de energia eléctrica
EDP Energia Ibérica, SA	Aquisição de energia eléctrica
HDN, SA	Aquisição de energia eléctrica
Hidrocenel, SA	Aquisição de energia eléctrica
Hidrinor, SA	Aquisição de energia eléctrica
Soporgen, SA	Aquisição de energia eléctrica

É de referir igualmente que existem também transacções da EDP Distribuição para com cada uma das empresas do grupo EDP relativas a vendas de energia eléctrica relacionadas com os consumos nas instalações.

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.



O peso dos custos destas transacções, não relacionados com a aquisição de energia eléctrica, no total dos custos suportados pela EDP Distribuição em 2004, representaram cerca de 12%, tendo sido os serviços de informática e os serviços prestados pela *holding* e pela EDP Valor os que tiveram uma maior contribuição.

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.

## 3.2 CONCORRÊNCIA

### 3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

Em Portugal continental, a estrutura da oferta de energia eléctrica no mercado grossista<sup>10</sup> assenta na existência de produtores no âmbito do Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) e nos fluxos de importação; só eles concorrem entre si para o abastecimento do consumo. Os produtores no âmbito do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e os produtores em regime especial (renováveis, resíduos e cogeração) abastecem em exclusivo o SEP, sendo remunerados de acordo com preços fixados administrativamente e não concorrem, nem entre eles, nem com os restantes produtores. Esta situação será alterada após a cessação efectiva dos contratos de longo prazo que vinculam os produtores ao SEP. No caso português, o comércio transfronteiriço de energia eléctrica acontece apenas com Espanha, sem prejuízo de, teoricamente, ser possível aceder a outros mercados europeus.

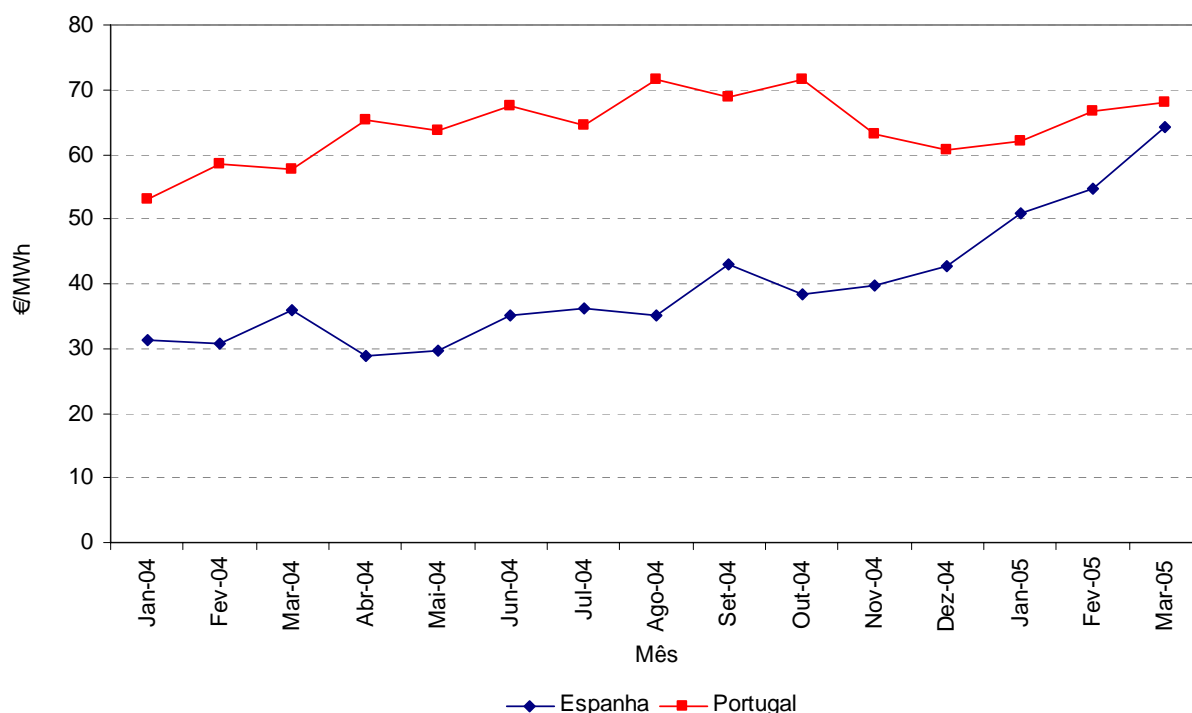
A não existência de um mercado organizado em Portugal determina que não se possa caracterizar o mercado grossista de energia eléctrica com a inclusão de informação resultante das transacções aí efectuadas. Pelo contrário, os custos de produção associados ao SEP e à produção em regime especial são regularmente publicados pela ERSE.

A Figura 3-19 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 na 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.

---

<sup>10</sup> Considera-se, aqui, que o termo mercado grossista corresponde à produção de energia eléctrica bem como aos fluxos internacionais de importação destinados à satisfação do consumo em Portugal continental.

**Figura 3-19 - Evolução dos custos unitários de aquisição de energia eléctrica em Portugal e Espanha**



Fonte: REN, ERSE, OMEL

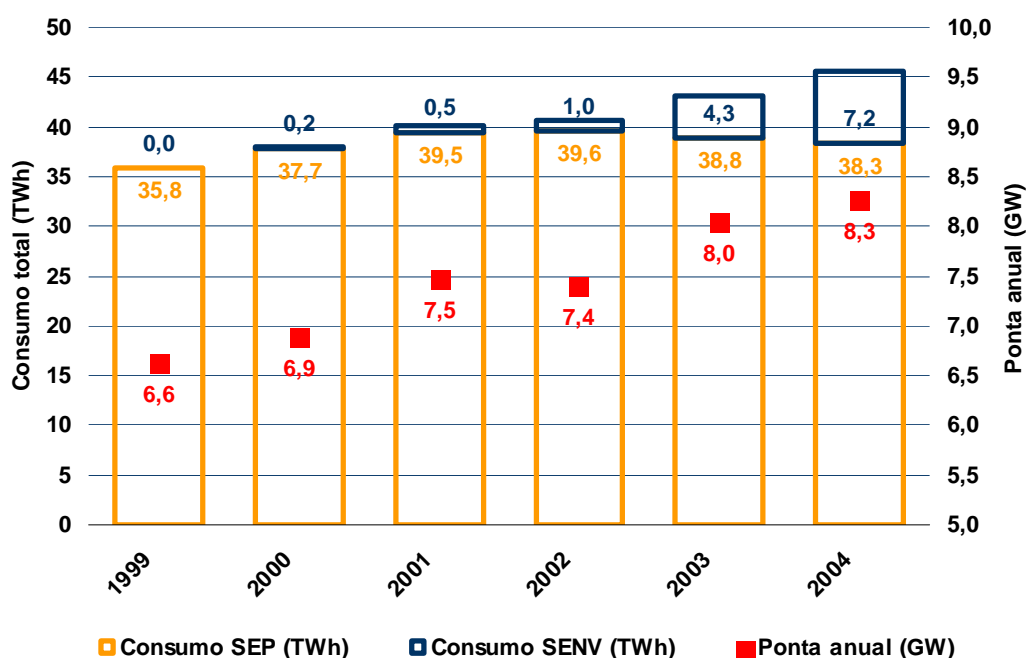
### SATISFAÇÃO DO CONSUMO NACIONAL

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 SEI, 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 2004 um crescimento face a 2003 na ordem de 5,6%. Por outro lado, a parcela do consumo total que se destina ao SENV tem vindo a crescer igualmente de forma continuada, representando em final de 2004 aproximadamente 15,8%.

A Figura 3-20 apresenta a evolução do consumo anual referido à emissão, quer do SEP, quer do SENV, desde 1999 até 2004, 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 3-20 – Evolução do consumo anual referido à emissão e da ponta anual  
Portugal continental**



Fonte: REN

Por outro lado deve referir-se que, 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 SENV. A informação relativa às quantidades produzidas por estas centrais em cada período horário está disponível. 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 3-16, 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 SENV, facto que surge evidenciado no Quadro 3-16, sendo que as duas restantes entidades mencionadas anteriormente são produtores vinculados ao sistema público.

**Quadro 3-16 – 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
<b>Grupo EDP</b>	23,9	24,6	27,7	24,7	27,5	24,3
EDP <sub>SEP</sub>	23,5	24,0	26,9	24,2	26,6	20,5
EDP <sub>SENV</sub>	0,4	0,6	0,8	0,5	0,9	3,8
<b>Tejo Energia</b>	4,8	4,6	4,0	4,8	4,2	4,4
<b>TURBOGÁS</b>	6,1	5,9	6,0	7,1	5,4	6,2
<b>EDIA</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>PRE</b>	2,3	2,5	2,6	2,8	3,7	4,5
<b>Importação</b>	0,0	0,9	0,2	1,9	2,8	6,5
<b>TOTAL (com bombagem)</b>	<b>37,1</b>	<b>38,5</b>	<b>40,5</b>	<b>41,3</b>	<b>43,6</b>	<b>45,9</b>

Fonte: REN

Em relação ao ano 2004, é de realçar o crescimento significativo dos valores de energia importada (saldo importador), que apresentou, face ao ano precedente, um crescimento de cerca de 132%, tendência de crescimento que se vem registando desde 2001. De 2003 para 2004, a produção em regime especial registou um crescimento de mais de 20%. A TURBOGÁS e a Tejo Energia, operadores de centrais térmicas no SEP, respectivamente a gás natural e a carvão, registam aumentos de 13,9% (TURBOGÁS) e 6,1% (Tejo Energia).

O grupo EDP registou uma quebra de cerca de 11,6% na energia entregue à rede pelas centrais por si controladas em território nacional, pese embora o incremento significativo da energia produzida pelo grupo EDP no âmbito do SENV. 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.

O Quadro 3-17 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 3-17 – Contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional  
Portugal continental**

<b>Contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional - Portugal Continental</b>						
	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
<b>Grupo EDP</b>	64,4%	63,9%	68,5%	59,8%	63,1%	52,9%
<b>EDP<sub>SEP</sub></b>	63,1%	62,3%	66,5%	58,5%	61,0%	44,6%
<b>EDP<sub>SENV</sub></b>	1,2%	1,6%	1,9%	1,2%	2,1%	8,3%
<b>Tejo Energia</b>	13,0%	11,9%	9,9%	11,6%	9,6%	9,6%
<b>TURBOGÁS</b>	16,5%	15,3%	14,7%	17,2%	12,4%	13,4%
<b>EDIA</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
<b>PRE</b>	6,2%	6,4%	6,3%	6,8%	8,5%	9,7%
<b>Importação</b>	0,0%	2,4%	0,6%	4,6%	6,4%	14,1%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fonte: REN e ERSE

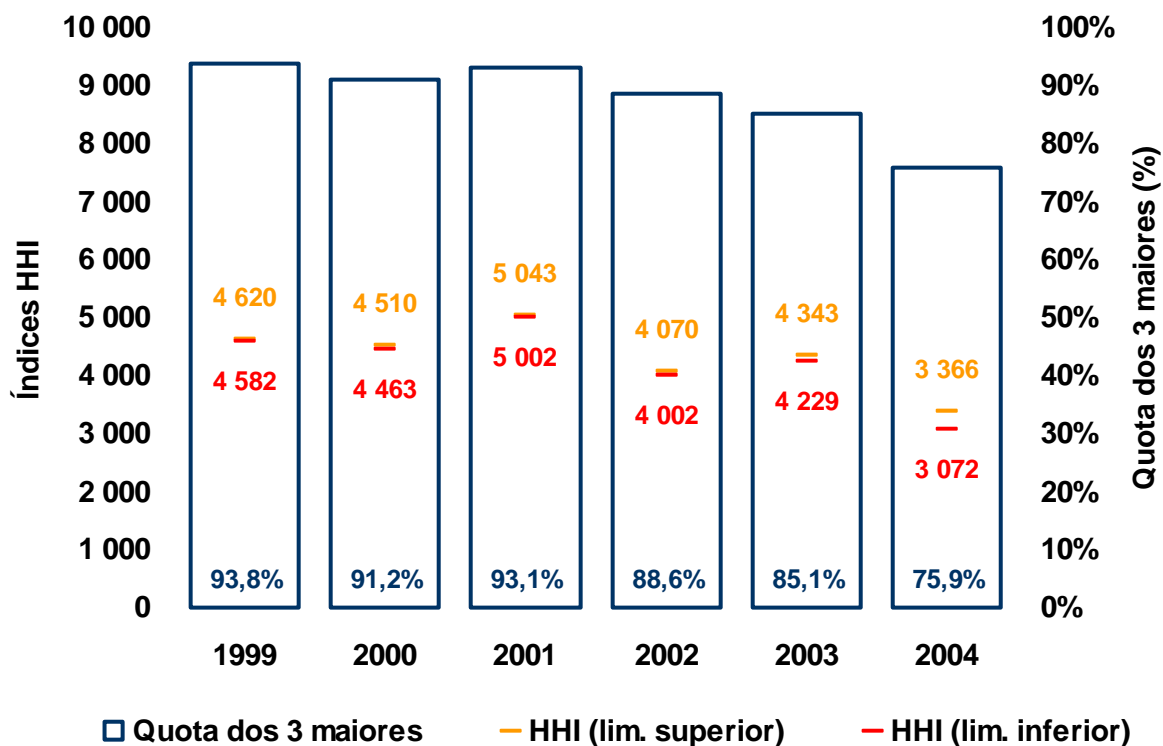
Em virtude do atrás referido incremento no valor de energia referente à importação em 2004, a contribuição relativa desta rubrica para a satisfação do consumo nacional evoluiu, de 2003 para 2004, de cerca de 6,4% para pouco mais de 14% do total da energia consumida. De igual modo, registam-se aumentos nas quotas relativas da produção em regime especial e na TURBOGÁS, registando o grupo EDP uma diminuição da sua contribuição relativa em cerca de 10% do total. Ainda a respeito do grupo EDP, refira-se que a contribuição relativa das suas centrais no SENV para a satisfação do consumo nacional aumentou de cerca de 2,1% em 2003 para 8,3% em 2004.

Em termos de análise de concentração sectorial, no que à contribuição para a satisfação dos consumos totais diz respeito, são apresentados na Figura 3-21 os valores relativos ao cálculo dos índices Herfindhal (HHI), bem como à quota conjunta dos três principais operadores. De notar que no caso do apuramento da quota conjunta dos três maiores operadores são considerados os valores das entidades individuais, não considerando os valores agregados de entidades como a PRE ou a Importação. Assim, por exemplo para o ano de 2004, 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 3-17.

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 PRE apresentam dispersão máxima de quotas e que aqueles valores são respeitantes a uma única entidade.

Deste modo, a Figura 3-21 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 respeito do HHI em 2004, há a registar uma diminuição da concentração face a 2003, muito por efeito conjugado da diminuição da contribuição relativa do grupo EDP e do aumento das contribuições da TURBOGÁS, PRE e da importação.

Figura 3-21 – Indicadores de concentração na contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional  
Portugal continental

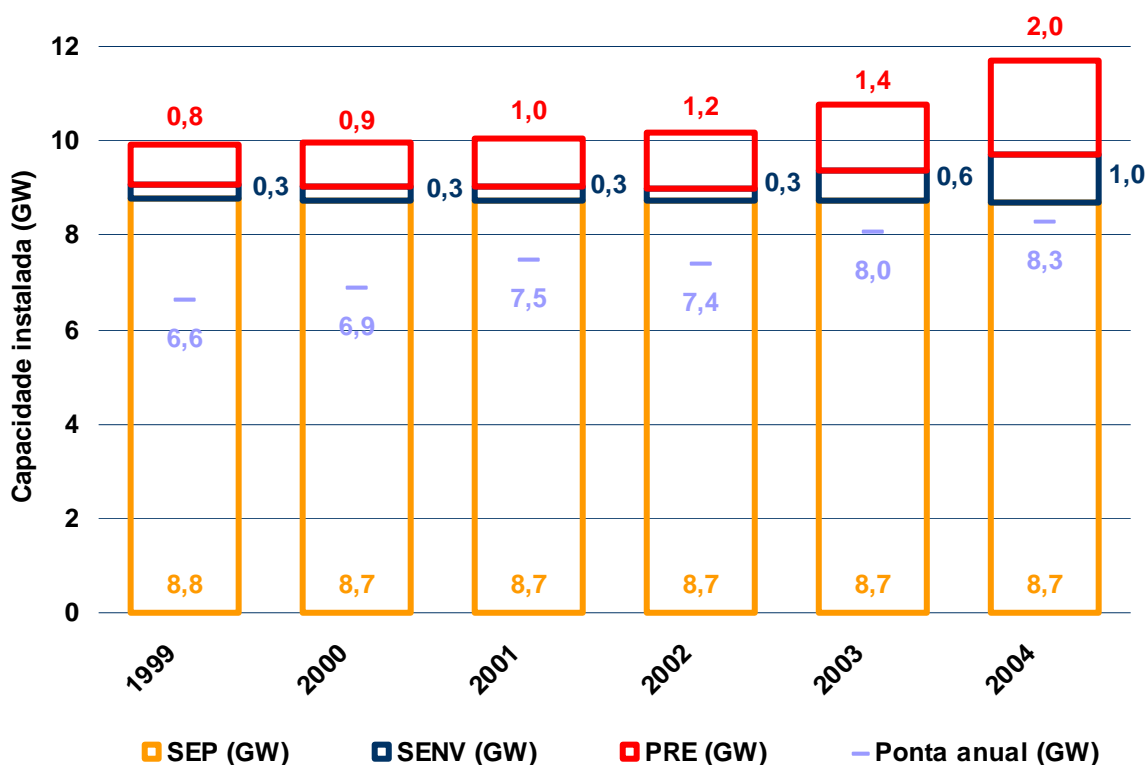


Outra importante via de análise do mercado grossista, assenta na caracterização do parque electroprodutor instalado, designadamente quanto à evolução da capacidade instalada total e à distribuição da capacidade instalada pelos diversos operadores.

A Figura 3-22 apresenta a evolução dos valores da capacidade instalada, desagregada entre a capacidade dos parques produtores do SEP e do SENV e a capacidade atribuída aos produtores em regime especial<sup>11</sup>, bem como a evolução da ponta anual.

<sup>11</sup> 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 3-22 – Evolução da capacidade instalada e da ponta anual  
Portugal continental



Fonte: REN

A Figura 3-22 permite observar um crescimento contínuo da capacidade do parque electroprodutor nacional, particularmente sensível a partir de 2001, registando em 2004 um valor de cerca de 11,7 GW, o que representou um aumento de 8,7% face a 2003.

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 456 MW) e do SENV (acréscimo de 392 MW).

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 3-18. 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 3-18 – Evolução da capacidade instalada

Capacidade instalada							(MW)
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
<b>Grupo EDP</b>	7 470	7 424	7 436	7 377	7 757	8 121	
EDP <sub>SEP</sub>	7 165	7 119	7 131	7 124	7 112	7 094	
EDP <sub>SENV</sub>	305	305	305	253	645	1 027	
<b>Tejo Energia</b>	615	615	615	615	615	615	
<b>TURBOGÁS</b>	990	990	990	990	990	990	
<b>EDIA</b>	0	0	0	0	0	120	
<b>PRE</b>	838	921	995	1 175	1 406	1 862	
<b>TOTAL</b>	<b>9 913</b>	<b>9 950</b>	<b>10 036</b>	<b>10 157</b>	<b>10 768</b>	<b>11 708</b>	
<b>Capacidade importação</b>	---	588	600	690	728	1 057	
<b>TOTAL (c/ importação)</b>	<b>9 913</b>	<b>10 538</b>	<b>10 636</b>	<b>10 847</b>	<b>11 496</b>	<b>12 765</b>	

Fonte: REN

O grupo EDP controla a fatia mais representativa da capacidade instalada em Portugal continental, tendo registado um acréscimo em 2004 face a 2003, por entrada em operação de mais um grupo da central de ciclo combinado a gás natural por si detida no âmbito do SENV. Em 2004 é também evidente o aumento da capacidade instalada da produção em regime especial, bem como a entrada em operação do primeiro grupo do empreendimento de fins múltiplos do Alqueva (aproveitamento hidroeléctrico detido pela EDIA).

O Quadro 3-19 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 2003 e 2004 na quota de participação daquele grupo, em benefício da produção em regime especial e da EDIA.

Quadro 3-19 – Evolução da participação relativa na capacidade instalada

Capacidade instalada						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Grupo EDP</b>	75,4%	74,6%	74,1%	72,6%	72,0%	69,4%
EDP <sub>SEP</sub>	72,3%	71,5%	71,1%	70,1%	66,0%	60,6%
EDP <sub>SENV</sub>	3,1%	3,1%	3,0%	2,5%	6,0%	8,8%
<b>Tejo Energia</b>	6,2%	6,2%	6,1%	6,1%	5,7%	5,3%
<b>TURBOGÁS</b>	10,0%	9,9%	9,9%	9,7%	9,2%	8,5%
<b>EDIA</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%
<b>PRE</b>	8,5%	9,3%	9,9%	11,6%	13,1%	15,9%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Por outro lado, é apresentada no Quadro 3-20, a utilização da capacidade por cada uma das entidades, considerando-se, para o efeito, o rácio entre 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 3-20 – Evolução da utilização da capacidade média**

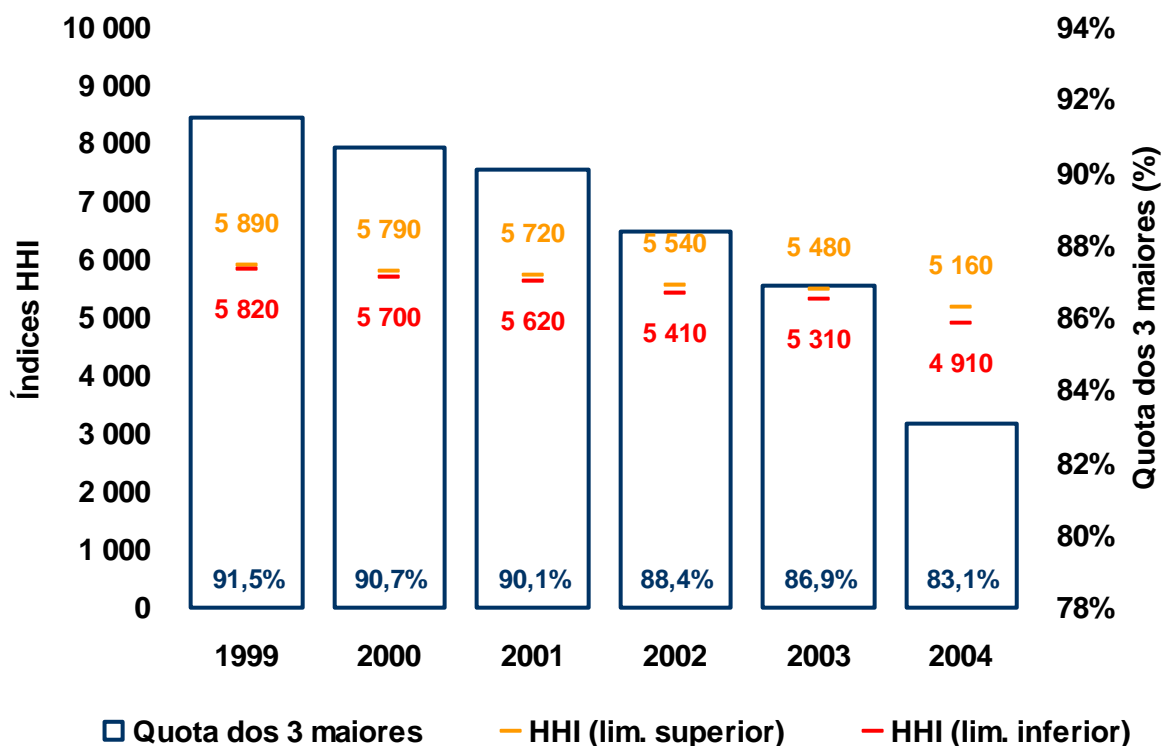
<b>Utilização da capacidade média (%)</b>					
	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
<b>Grupo EDP</b>	37,7%	42,6%	38,1%	41,5%	34,9%
EDP <sub>SEP</sub>	38,4%	43,2%	38,8%	42,6%	32,9%
EDP <sub>SENV</sub>	23,1%	29,4%	20,3%	23,1%	52,1%
<b>Tejo Energia</b>	85,4%	74,6%	89,0%	77,4%	82,1%
<b>TURBOGÁS</b>	68,0%	68,6%	82,2%	62,3%	71,0%
<b>EDIA</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	19,1%
<b>PRE</b>	32,0%	30,5%	29,6%	32,7%	31,2%
<b>Interligação</b>	18,1%	4,5%	31,4%	43,8%	70,0%

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 82% (Tejo Energia) e de 71% (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 Herfindhal<sup>12</sup> e da quota conjunta dos três principais operadores é apresentada na Figura 3-23.

<sup>12</sup> 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 3-23 – 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 3-23 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 de 2003 para 2004, o que vem reforçar a ideia de acréscimo de dispersão extraído do Quadro 3-19.

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.

#### OPERAÇÕES DE CONCENTRAÇÃO

No âmbito do sector eléctrico português, têm sido colocadas a apreciação das entidades competentes, nomeadamente da Autoridade da Concorrência assim como da ERSE, algumas operações empresariais

que se enquadram ou poderiam enquadrar no conceito de operação de concentração. São esses os casos, designadamente, das seguintes operações:

1. Aquisição por parte da National Power à RWE de uma parcela de 75% do capital social da TURBOGÁS.
2. Aquisição por parte da EDP à National Power de uma parcela de 20% do capital social da TURBOGÁS, em acréscimo aos 20% já detidos pela EDP.
3. Aquisição por parte da ENERSIS a uma empresa veículo do grupo Caixa Geral de Depósitos do controlo exclusivo da empresa RES, que explora um conjunto de dois parques eólicos.

No caso da operação mencionada no ponto 1, a decisão da Autoridade da Concorrência concluiu pela não oposição à operação em apreço, "(...) 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 relevante da produção de electricidade, incluindo importação, para abastecimento da procura no território de Portugal continental".

Por outro lado, a avaliação efectuada, quer pela Autoridade da Concorrência, quer nos pareceres solicitados por esta entidade à ERSE, conduziu a que fosse concluído em relação à situação descrita no ponto 2 que a mesma não constitui uma operação de concentração, por não alterar a situação de controlo accionista existente.

Já no caso da aquisição mencionada no ponto 3, a decisão da Autoridade da Concorrência apontou no sentido da não oposição à realização da operação:

"Da análise das Tabelas anteriores infere-se que da operação não resultam entraves significativos para a concorrência efectiva no mercado nacional, desde logo porque a soma das quotas detidas individualmente pelas empresas em causa, pela sua reduzida importância, não teriam qualquer reflexo perceptível ao nível do IHH (Índice Herfindahl-Hirschmann), enquanto instrumento de análise proposto pela Comissão Europeia nas suas Orientações para a apreciação de concentrações horizontais (2004/C31/03), pelo que não se fará esse cálculo." (parágrafo 43.).

"De todo o exposto, a AdC conclui que da operação não resulta a criação ou reforço de uma posição dominante de que resultem entraves significativos à concorrência efectiva no mercado nacional da produção de energia eléctrica." (parágrafo 47.).

### 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 público de tarifas integrais reguladas (SEP) e de um sistema de funcionamento em mercado em que a componente de energia é de contratação livre (SENV). Neste sistema, aplicam-se aos clientes as tarifas de acesso reguladas.

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA**

No Quadro 3-21 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 2005 (i.e., os valores subjacentes à determinação das tarifas para 2005).

**Quadro 3-21 - Caracterização da procura por tipo de fornecimento**

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MAT</b>	<b>1 320</b>	<b>11</b>
<b>AT</b>	<b>4 073</b>	<b>125</b>
<b>MT</b>	<b>13 426</b>	<b>22 535</b>
<b>BT</b>	<b>22 797</b>	<b>5 964 689</b>
BTE	3 374	29 728
BTN sem IP	18 132	5 881 540
IP	1 291	53 421
<b>Total</b>	<b>41 616</b>	<b>5 987 360</b>

No Quadro 3-22 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 3-22 - 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
		<b>Total</b>		100,00	100,00

No Quadro 3-23 apresenta-se a distribuição de consumos e de clientes domésticos em BTN, por classes de consumo de energia eléctrica.

**Quadro 3-23 - 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
		<b>Total</b>		100	100

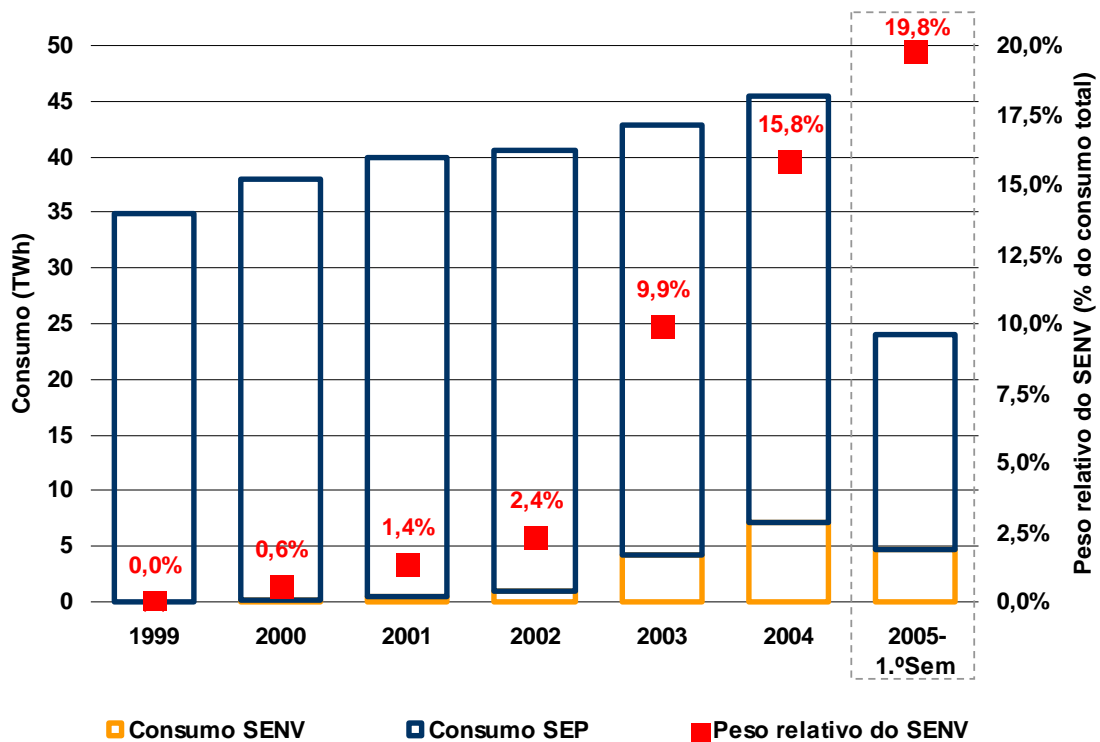
#### EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

No âmbito do SEP, 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 SENV, em final de 2004 e considerando em conjunto as entidades que integram o grupo EDP, existiam 5 operadores principais: EDP Comercial, Endesa, Iberdrola, Union Fenosa e Viesgo. Como já foi referenciado a propósito da evolução da abertura do mercado, o peso relativo do SENV 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 3-24 apresenta a evolução dos consumos verificados entre 1999 e o primeiro semestre de 2005, quer no SEP, quer no SENV, mencionando, de igual modo, o peso relativo do consumo realizado no âmbito do SENV no consumo total em Portugal continental.

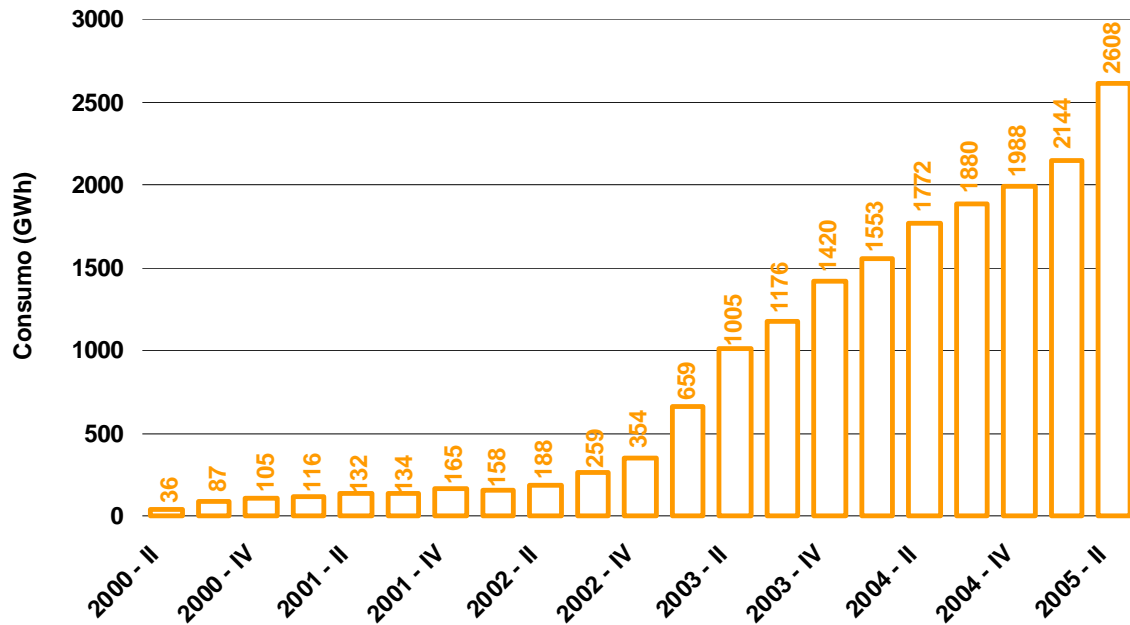
**Figura 3-24 - Evolução dos consumos no SEP e no SENV e do peso relativo do SENV  
Portugal continental**



Conforme se extrai da Figura 3-24, o consumo efectuado no SENV tem vindo a crescer continuamente desde 2000 (em 1999, apesar de ter sido nesse ano que foram solicitadas os primeiros acessos ao SENV, não houve qualquer consumo efectivo no âmbito deste sistema) até 2005, em que no primeiro semestre os consumos efectivos realizados no sistema liberalizado representaram cerca de 19,8% do consumo total em Portugal continental, acentuando o crescimento já verificado em 2004.

A tendência de crescimento dos consumos no SENV é ainda notada através da observação da evolução dos consumos trimestrais do SENV, patente na Figura 3-25. 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.

Figura 3-25 - Consumo trimestral no SENV



Fonte: REN

Ainda no que diz respeito aos consumos trimestrais efectivos do SENV, refira-se que ao longo do ano de 2004, o seu peso relativo na soma dos consumos de SEP e SENV variou de 13,2% no primeiro trimestre do ano para 16,5% no segundo, 17,2% no terceiro e 16,5% no último trimestre de 2004.

Por outro lado, tendo presente que os clientes não vinculados podem optar por um qualquer fornecedor habilitado para fornecer energia eléctrica no âmbito do SENV, 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 2003 e de 2004, explicitando os respectivos números médios de clientes.



**Quadro 3-24 - Distribuição do número médio de clientes por carteira de fornecedor  
Trimestres de 2003 e 2004**

<b>Número médio de clientes no trimestre</b>								
	<b>2003 - I</b>	<b>2003 - II</b>	<b>2003 - III</b>	<b>2003 - IV</b>	<b>2004 - I</b>	<b>2004 - II</b>	<b>2004 - III</b>	<b>2004 - IV</b>
<b>EDP Energia Ibérica</b>	0	0	83	641	1 421	1 678	1 976	2 783
<b>HIDROCENEL</b>	238	246	246	248	0	0	0	0
<b>Hidrocantábrico Energia</b>	86	362	560	245	0	0	0	0
<b>HDN</b>	63	63	64	59	0	0	0	0
<b>EDP Energia</b>	142	142	138	140	137	138	298	312
<b>Grupo EDP</b>	<b>529</b>	<b>813</b>	<b>1 091</b>	<b>1 333</b>	<b>1 558</b>	<b>1 816</b>	<b>2 274</b>	<b>3 096</b>
<b>CNV's Agentes de Ofertas</b>	2	1	0	0	0	0	0	0
<b>Endesa Energia</b>	202	269	329	377	448	520	627	787
<b>Iberdrola</b>	7	26	53	96	133	148	180	304
<b>Union Fenosa</b>	0	0	0	0	0	0	3	19
<b>Viesgo Generación</b>	0	0	0	0	0	0	1	1

Assim, da análise do Quadro 3-24, é possível extrair que, no final de 2004, a carteira de clientes do grupo EDP no âmbito do SENV representou cerca de 73,6% do número total de clientes não vinculados, não registando variação significativa relativamente a 2003. Por outro lado, assiste-se, de 2003 para 2004, a uma transferência de quota entre a Endesa e a Iberdrola, com a primeira a reduzir em cerca de 2% o seu respectivo peso relativo no conjunto de clientes não vinculados no final de cada ano.

De notar que as carteiras dos operadores que não se integram no universo do grupo EDP representam cerca de 26,4% do número total de clientes não vinculados, tendo este valor sido obtido por crescimento orgânico em qualquer um dos casos existentes.

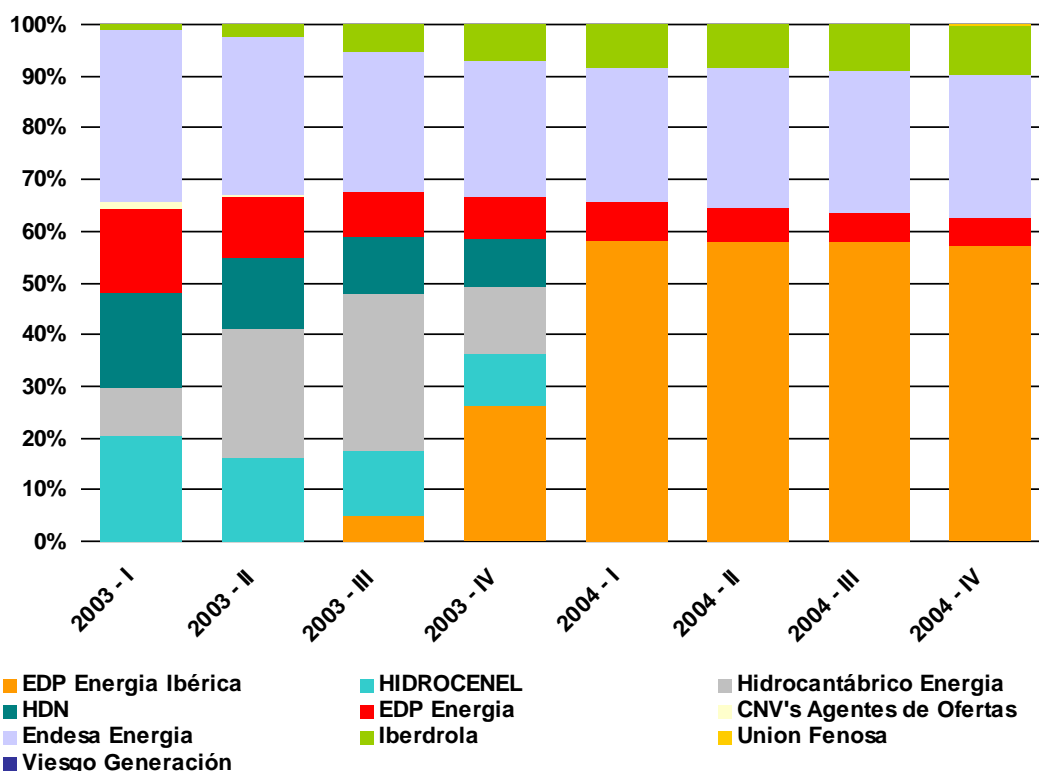
O Quadro 3-25 apresenta a composição das carteiras de fornecedor nos trimestres de 2003 e de 2004, explicitando agora os fornecimentos de energia eléctrica assegurados por cada um dos fornecedores ao conjunto dos seus clientes.

**Quadro 3-25 - Distribuição dos fornecimentos no SENV por carteira de fornecedor**  
**Trimestres de 2003 e 2004**

Consumo médio no trimestre	(GWh)							
	2003 - I	2003 - II	2003 - III	2003 - IV	2004 - I	2004 - II	2004 - III	2004 - IV
EDP Energia Ibérica	0,0	0,0	63,6	362,0	925,0	1 028,3	1 086,1	1 137,9
HIDROCENEL	145,8	158,3	149,5	140,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Hidrocantábrico Energia	66,1	243,5	373,3	180,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HDN	131,7	133,3	135,8	126,7	0,0	0,0	0,0	0,0
EDP Energia	115,0	116,0	107,0	114,0	117,5	120,2	107,6	109,3
<b>Grupo EDP</b>	<b>458,6</b>	<b>651,2</b>	<b>829,3</b>	<b>923,2</b>	<b>1 042,5</b>	<b>1 148,5</b>	<b>1 193,8</b>	<b>1 247,2</b>
CNV's Agentes de Ofertas	8,7	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Endesa Energia	236,8	296,5	328,9	365,4	412,3	477,9	513,4	544,1
Iberdrola	7,5	24,6	66,8	96,1	131,6	150,6	172,6	189,3
Union Fenosa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	6,5
Viesgo Generación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4

A perspectiva, em termos relativos, da evolução dos consumos no SENV é observável com a distribuição das carteiras efectuada tendo por base a energia fornecida, conforme se apresenta na Figura 3-26. 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. No cômputo geral, o grupo EDP não excede 2/3 da energia fornecida no âmbito do SENV ao longo dos dois anos caracterizados, tendo, inclusivamente, sido observada uma redução da quota do grupo EDP ao longo de 2004.

**Figura 3-26 - Distribuição dos fornecimentos no SENV por carteira de fornecedor  
Trimestres de 2003 e 2004**



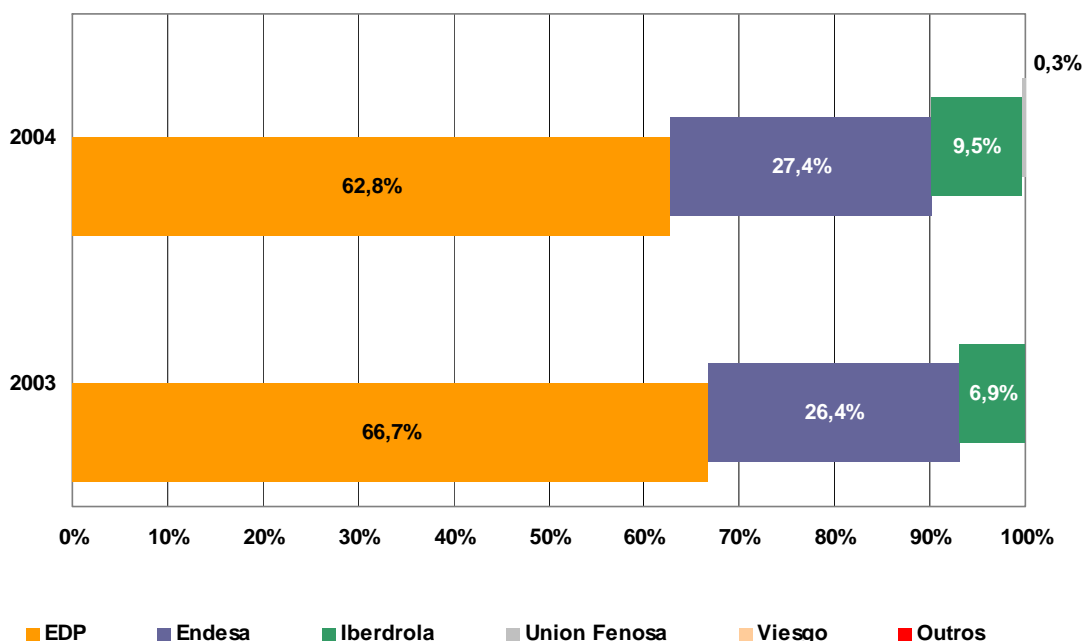
Fonte: REN

No que respeita aos consumos de energia eléctrica no âmbito do SENV, a sua distribuição por carteira de fornecedor, com a agregação destas por grupo empresarial, é efectuada na Figura 3-27. Nela se observa que o grau de concentração na satisfação de consumos no SENV é menor que o que se apura quando a variável de análise é o número de clientes. Na realidade, o grupo EDP apresenta, quer para 2003, quer para 2004, quotas relativas mais elevadas no número de clientes que nos valores agregados de consumo dos 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 SENV.

A evolução registada nas quotas relativas de fornecimento de energia eléctrica no SENV, de 2003 para 2004, permitem extrair as seguintes conclusões:

- Redução da quota relativa do grupo EDP, passando de 66,7% da energia fornecida no SENV em 2003 para um valor 62,8% em 2004.
- Aumento de um ponto percentual da quota da Endesa, que se mantém como o segundo fornecedor no SENV, em termos de energia fornecida aos seus clientes.
- Aumento de 6,9% para 9,5% da quota relativa da Iberdrola, no que se consubstancia, em termos proporcionais, como o maior crescimento de carteira verificado em 2004.

**Figura 3-27 - Quota relativa das carteiras no SENV por consumos  
Final de 2003 e de 2004**

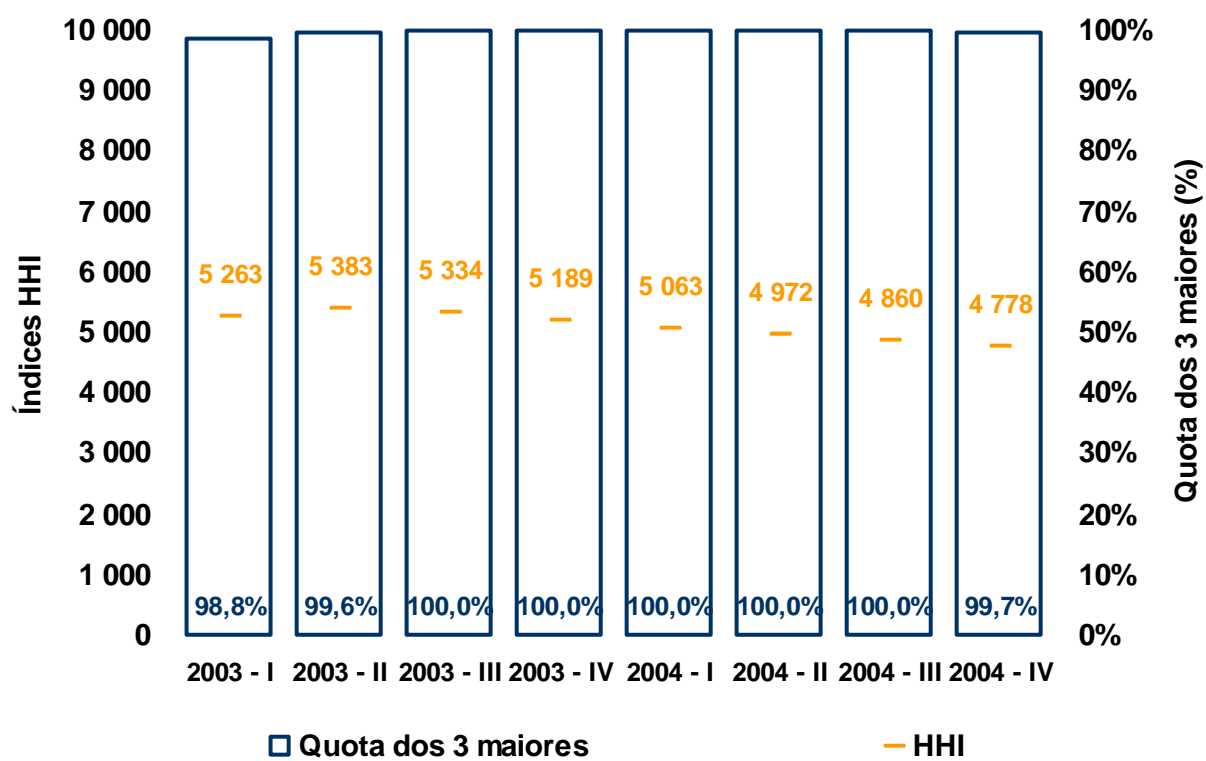


Fonte: REN, ERSE

Tal como referido, relativamente ao número de clientes, as carteiras dos operadores que não integram o grupo EDP obtiveram os cerca de 37,2% que representam nos fornecimentos de energia eléctrica no SENV através do crescimento orgânico da sua actividade em Portugal continental.

A Figura 3-28 apresenta a evolução trimestral ao longo de 2003 e de 2004 dos mesmos indicadores de concentração mas tomando como elemento de análise a energia fornecida a clientes não vinculados, sendo possível observar uma tendência contínua, embora pouco pronunciada, para a redução da concentração no SENV. Tal é mais evidente no caso da evolução do HHI que na evolução da quota dos três principais operadores, o que significa que a redução na concentração se tem efectuado por recomposição da situação relativa desses três principais operadores e em detrimento do maior deles (perda de quota do principal operador).

Figura 3-28 - Indicadores de concentração no SENV - por energia fornecida  
Portugal continental



#### PROCEDIMENTOS DE MUDANÇA DE FORNECEDOR

A abertura de mercado em Portugal tem sido efectuada de forma faseada como indicado seguidamente:

- Entre 1999 e final de 2001 eram elegíveis os clientes em média, alta e muita alta tensão com um consumo anual igual ou superior a 9 GWh. Neste período, o número de clientes elegíveis era de aproximadamente 220, cujo consumo correspondia a cerca de 25% do consumo total nacional. Para efeitos de cálculo da abertura de mercado, é ainda de referir a possibilidade do distribuidor em média e alta tensão adquirir até 8% das suas necessidades de energia e potência no mercado.
- Entre 1 de Janeiro de 2002 e Fevereiro de 2004, o número de clientes elegíveis passou a incluir a totalidade dos clientes em média, alta e muito alta tensão. Neste período, o número de clientes elegíveis aproximou-se de cerca de 22 mil clientes (cerca de 46% do consumo total nacional).
- A partir de Fevereiro de 2004 passaram a ser elegíveis os clientes em baixa tensão com uma potência contratada superior a 41,4 kVA, tendo o universo de clientes elegíveis atingido um número próximo de 52 mil clientes (cerca de 54% do consumo total nacional).

- 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.

A responsabilidade pela instalação e gestão dos aparelhos de medida (contadores) e pelo sistema informático que permite gerir a mudança de fornecedor foi atribuída por lei ao distribuidor em MT e AT.

Os procedimentos de mudança de fornecedor actualmente em vigor são os que seguidamente se descrevem de forma sumária:

- Os clientes que pretendam ser abastecidos no mercado liberalizado celebram com o distribuidor a cujas redes as suas instalações estão ligadas um Acordo de Acesso e Operação das Redes. Este acordo estabelece as condições de utilização das redes.
- Os clientes em média, alta e muito alta tensão que desejem ser abastecidos no âmbito do mercado liberalizado devem possuir um equipamento de medição que permita a sua integração no sistema centralizado de telecontagem e registre a energia consumida em cada período de 15 minutos. A instalação do equipamento de medição é da responsabilidade do operador da rede.
- Os procedimentos de mudança de fornecedor são geridos pelo Gestor de Ofertas (função da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte).
- Para os clientes em média, alta e muito alta tensão, a data de início de abastecimento pelo novo fornecedor coincide com o primeiro dia do mês em que foi celebrado o Acordo de Acesso e Operação das Redes.
- Para os clientes em baixa tensão com uma potência contratada superior a 41,4 kVA, a data considerada para início do fornecimento do novo fornecedor é a data de leitura do contador ocorrida após a assinatura do Acordo de Acesso e Operação das Redes. Estes clientes não dispõem de contadores com registo discriminado do consumo de energia em cada hora, pelo que está prevista a aplicação de perfis de consumo aprovados pela ERSE.
- 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.
- As regras aprovadas pela ERSE incluem as condições gerais do Acordo de Acesso e Operação das Redes, perfis de consumo, metodologia de disponibilização de dados de consumo e a normalização dos formatos de disponibilização de dados de consumo aos diferentes agentes intervenientes no mercado. Estes documentos estão disponíveis a todos os interessados na página da ERSE na Internet ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).

Com a extensão do direito de elegibilidade a todos os clientes de energia eléctrica foram introduzidas alterações significativas na regulamentação do sector eléctrico. Recentemente foram aprovados pela ERSE novos procedimentos de mudança de fornecedor de energia eléctrica. Estes procedimentos não foram ainda implementados pelo distribuidor em média e alta tensão, entidade responsável pela gestão dos processos de mudança de fornecedor. Os procedimentos recentemente aprovados, logo que sejam implementados, aplicar-se-ão a todos os clientes de energia eléctrica. Espera-se que o novo sistema entre em funcionamento antes do final de 2005. Seguidamente, apresenta-se uma descrição sumária dos novos procedimentos de mudança de fornecedor:

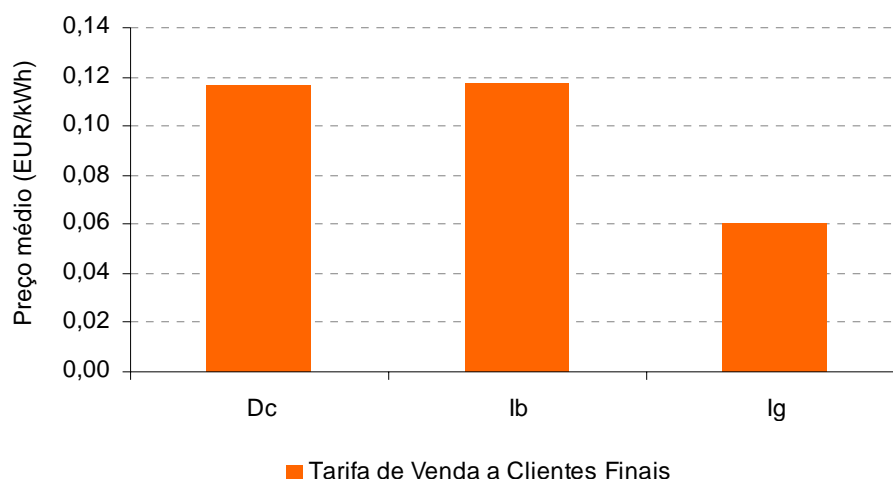
- A gestão do processo de mudança de fornecedor passa a ser da responsabilidade do distribuidor em média e alta tensão.
- A gestão do processo de mudança de fornecedor passa a ser efectuada com base num sistema informático ainda em fase de instalação e assenta na troca de mensagens entre os diferentes 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 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 na sua página na Internet. A normalização do formato das mensagens a serem trocadas no âmbito do processo de mudança de fornecedor são aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pelo distribuidor.
- O Acordo de Acesso e Operação das Redes passa a ser celebrado entre os comercializadores e os distribuidores. Desta forma, os comercializadores assumem a responsabilidade pelo pagamento das tarifas de acesso que correspondem à totalidade dos seus clientes. Deixa assim de ser necessário que cada cliente celebre um Acordo de Acesso e Operação das Redes com o distribuidor a cujas redes a sua instalação se encontra ligada.
- 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.

#### DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Na Figura 3-29 apresentam-se os preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais, em 2005, pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig abastecidos pelo SEP. Estes preços médios resultam da aplicação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2005 aos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig.

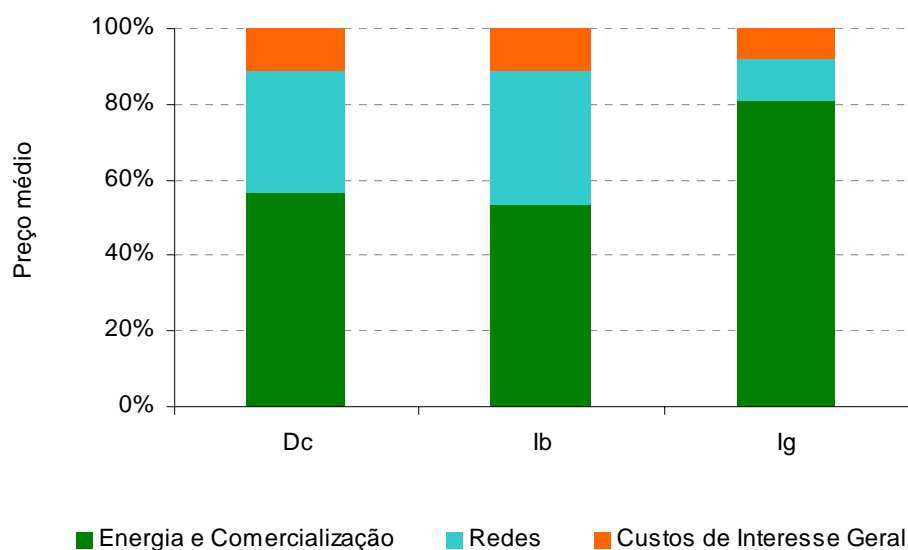
**Figura 3-29 - Preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig**



Na Figura 3-30 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 e as Rendas aos Municípios.



**Figura 3-30 - Estrutura dos preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig**



No Quadro 3-26 sintetizam-se os preços médios apresentados na Figura 3-29 e na Figura 3-30.

**Quadro 3-26 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais**

Unidade: €/kWh

Tarifa	Consumidor-tipo		
	Dc	Ib	Ig
Energia e Comercialização	0,0656	0,0623	0,0490
Redes	0,0374	0,0415	0,0068
Custos de Interesse Geral	0,0131	0,0132	0,0047
<b>Tarifa de Venda a Clientes Finais sem IVA</b>	<b>0,1160</b>	<b>0,1170</b>	<b>0,0604</b>
<b>Tarifa de Venda a Clientes Finais com IVA</b>	<b>0,1219</b>	<b>0,1229</b>	<b>0,0635</b>

### 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 (ver cap. 2.6).

A promoção da concorrência no mercado ibérico será conseguida através da elaboração de regras necessárias à criação de um mercado eficiente, devendo a ERSE cooperar com a Autoridade da Concorrência, com a Comissão de Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e com a autoridade reguladora de Espanha (CNE).

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.

#### **CESSAÇÃO DOS CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA**

Os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) condicionam a abertura do mercado, do lado da oferta, pelo que no âmbito da construção do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) e indo ao encontro da Directiva 2003/55/CE, o Estado Português legislou, no final de 2004, no sentido de antecipar a cessação destes contractos, havendo no entanto lugar à compensação dos produtores pela cessação dos mesmos. A metodologia que está na base do cálculo destas compensações foi submetida à apreciação Comissão Europeia, tendo sido aprovada.

É importante realçar o parecer da ERSE<sup>13</sup>, de Abril de 2004, ainda na fase de proposta de elaboração do diploma, em que se chamou a atenção para os impactes negativos que a metodologia subjacente ao cálculo dos CMEC traria para os clientes.

---

<sup>13</sup> Documento "Análise da aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004".

Assim, segundo a ERSE, a implementação da metodologia constante no Decreto-Lei n.º 240/2004 tem, resumidamente, os seguintes efeitos:

1. Aumento global dos custos a serem pagos pelos clientes de energia eléctrica ao longo do período de vigência dos CMEC, relativamente aos custos associados aos CAE, devido à:
  - Inclusão da remuneração dos terrenos afectos aos centros electroprodutores.
  - Introdução de uma diferenciação entre a taxa de actualização dos montantes anuais dos encargos fixos e variáveis previstos pagar aos produtores ao longo do tempo de vida da central e a taxa de juro utilizada no cálculo da renda. O valor da taxa a utilizar no cálculo da renda anual será definida por portaria do Ministro pelo que ainda não é conhecida.
  - Inclusão dos custos associados às operações de titularização dos CMEC.
2. Influência indirecta em factores que originam custos e perda de benefícios para os clientes no futuro, a saber:
  - Inclusão antecipada dos investimentos adicionais relativos ao cumprimento dos limites de emissões de determinados poluentes atmosféricos a realizar nas centrais do Pego e de Sines.
  - Extinção do mecanismo de correcção de hidraulicidade que promove a estabilização das tarifas, face à variação dos custos de produção de energia eléctrica decorrente da variabilidade dos regimes hidrológicos, o que constitui uma perda líquida de bem-estar para os clientes. Associada a esta perda líquida de bem-estar para os clientes acresce a indefinição relativa ao resultado final do saldo do mecanismo de correcção de hidraulicidade. Importa referir que sendo o mecanismo de correcção de hidraulicidade um sistema de estabilização de preços financiado pelos clientes enquanto grupo, actuando como um sistema de auto-seguro inter-temporal, o saldo disponível deverá reverter a favor dos clientes, porquanto o serviço de alisamento inter-temporal que motivou esse pagamento deixou de ser prestado.
3. Redução dos preços a pagar na tarifa de Energia e Potência pelos clientes do comercializador regulado e aumento dos preços a pagar na tarifa de Uso Global do Sistema pela generalidade dos clientes por:
  - Alteração do perfil de pagamentos dos CAE, passando de um perfil decrescente a uma renda constante.
  - Transferência de custos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema relativos aos CMEC.
  - Aumento do sobrecusto com a produção em regime especial, por redução do custo médio de aquisição de energia eléctrica para abastecer os clientes do comercializador regulado.
  - Aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas por diminuição das tarifas de Venda aos Clientes finais.
4. Impactes acentuados e diferenciados por cliente decorrente da alteração da estrutura tarifária.

As soluções encontradas não são neutras do ponto de vista distributivo entre os consumidores de energia. Há consumidores beneficiados e consumidores prejudicados, tendo sido identificados cinco tipos de efeitos redistributivos: de gerações futuras de consumidores para gerações actuais, de clientes de fornecedores livres para clientes do comercializador regulado, dos consumidores de Muito Alta Tensão e de Alta Tensão para os clientes de Baixa Tensão, dos clientes com consumos mais baixos para clientes com consumos mais elevados e de clientes com maior percentagem de consumo em horas de vazio para clientes com maior proporção de consumo em horas de ponta.

### **MEDIDAS REGULAMENTARES**

No âmbito das suas competências, a ERSE tem procurado, desde o início, estabelecer um quadro de máxima transparência no sector, adoptando regras indutoras de eficiência e concorrência. Foi este o espírito que norteou, também, a elaboração das alterações regulamentares destinadas a permitir a progressiva abertura do mercado de energia eléctrica aos clientes em BTE<sup>14</sup> e em BTN<sup>15</sup>, ocorridas entre 2004 e o início do ano 2005.

Com as mencionadas alterações regulamentares e as respectivas normas específicas de sub-regulamentação, procurou a ERSE, 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 distribuidores. 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.

---

<sup>14</sup> Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW.

<sup>15</sup> Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA.

- Cessação automática dos contratos de fornecimento de energia eléctrica no sistema público quando o cliente celebra um contrato de fornecimento com um novo fornecedor no âmbito do mercado liberalizado. A cessação destes contratos não implica o pagamento de qualquer compensação por parte dos clientes ao comercializador regulado.
- Aprovação das condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento para permitir aos comercializadores a aquisição de energia eléctrica ao sistema público, em caso de redução da capacidade de transporte na interligação com Espanha.
- Aprovação da metodologia e dos preços para valorização dos desvios de energia registados no âmbito dos contratos bilaterais celebrados no mercado liberalizado.
- Aprovação de regras relativas aos procedimentos de mudança de fornecedor 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 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 prevêm 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.



## 4 REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL

### 4.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

#### 4.1.1 GERAL

O mercado português de gás natural beneficia de uma derrogação ao abrigo da Directiva 98/30/CE, enquanto mercado emergente (primeiro contrato comercial com menos de 10 anos). Em consequência, o mercado de gás natural ainda não iniciou o processo de liberalização. De acordo com o regime derogatório, o calendário máximo para a abertura do mercado é o indicado no Quadro 4-1.

**Quadro 4-1 - Abertura de mercado**

Ano	Abertura de Mercado Prevista (GWh/ano)	% Abertura de Mercado
1995-2007	-	n.a.
2008	-	33%
2010	-	87%*
2012	-	100%

\* Consumo correspondente a todos os clientes não domésticos

No entanto, o Governo português anunciou já a vontade de antecipar a liberalização do mercado de gás natural, aguardando-se a divulgação do respectivo calendário.

#### 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, dispendo de uma capacidade de transporte muito superior aos trânsitos actualmente verificados. Em consequência, não se têm verificado congestionamentos. As infra-estruturas de transporte e de interligação são operadas por um único operador da rede de transporte.

#### 4.1.3 A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE E DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A rede de transporte de gás portuguesa é operada por um único operador, a Transgás, S.A. As redes regionais de distribuição são operadas em regime de contratos de concessão ou licenças, por 10 operadores. De acordo com o seu Plano de Actividades, a ERSE espera regulamentar o sector do gás natural no segundo semestre de 2005.

##### 4.1.3.1 TARIFAS DE REDE

Não estando ainda atribuído o direito de acesso às redes, não existe uma tarifa de rede. A metodologia tarifária será oportunamente desenvolvida pela ERSE para fazer face à abertura do mercado. Actualmente, as tarifas para clientes domésticos (até 10 000 metros cúbicos por ano) são homologadas pelo Governo. Acima do consumo de 10 000 metros cúbicos por ano, as tarifas são negociadas entre os detentores das concessões ou das licenças e os respectivos clientes.

##### 4.1.3.2 QUALIDADE DE SERVIÇO

As empresas propuseram regulamentos internos de Qualidade de Serviço. Estes serão a curto prazo substituídos, a nível nacional, por um Regulamento de Qualidade de Serviço aprovado e publicado pela ERSE.

##### 4.1.3.3 BALANÇO

Ao abrigo da derrogação, não existem outros operadores no mercado, para além do Operador de Transporte, assegurando este o balanço do sistema.

#### 4.1.4 ACESSO AO ARMAZENAMENTO, *LINEPACK* E OUTROS SERVIÇOS DE SISTEMA

As instalações de armazenamento existentes incluem 240 000 m<sup>3</sup> de gás natural liquefeito (GNL) em dois reservatórios no terminal portuário de Sines. Existem também instalações subterrâneas de armazenamento, encontrando-se algumas em construção. Estas instalações pertencem ao operador de transporte.

#### 4.1.5 SEPARAÇÃO CONTABILÍSTICA

Não existe separação jurídica entre as actividades de redes e comercialização. Contudo, existe separação jurídica entre as actividades de transporte (incluindo a comercialização a grandes consumidores) e de distribuição (incluindo a comercialização aos restantes consumidores).



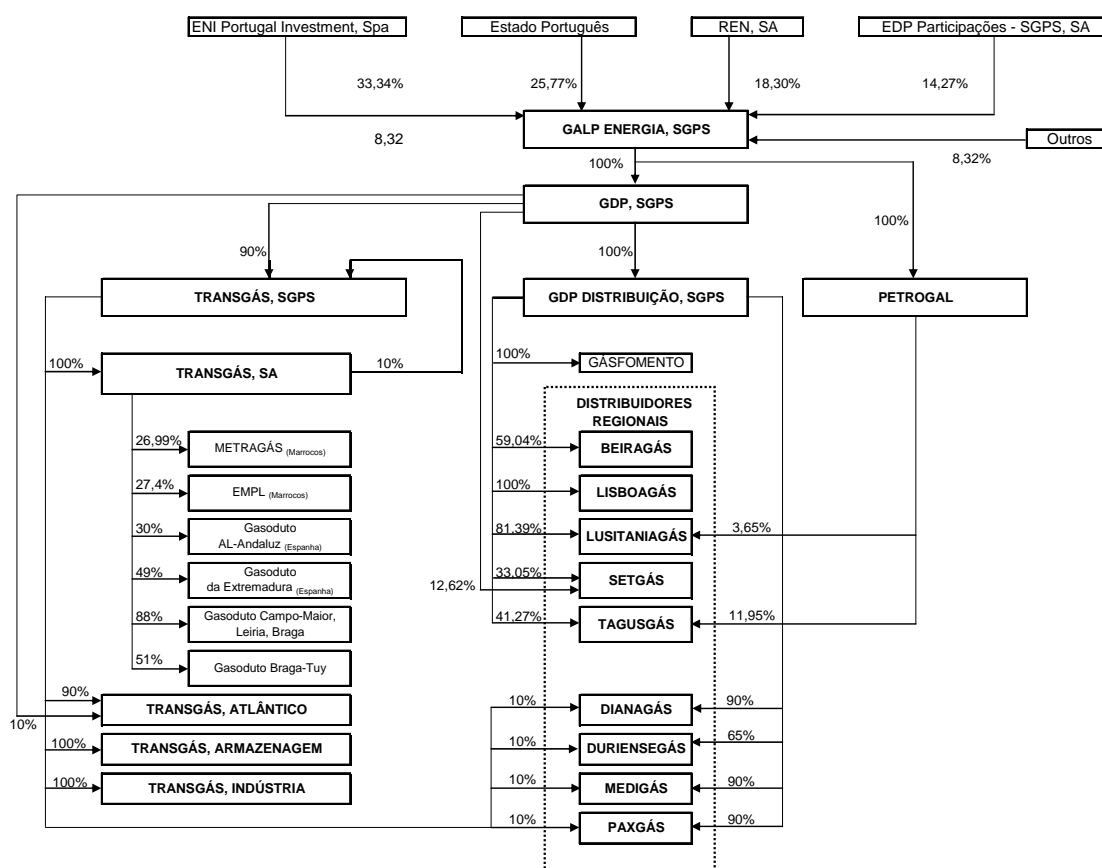
## 4.2 CONCORRÊNCIA

### 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 2004 foi de 3,54 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.

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), de acordo com a Figura 4-1.

Figura 4-1 - Estrutura accionista



## OPERAÇÕES DE CONCENTRAÇÃO

No âmbito do mercado do gás natural, a Autoridade da Concorrência pronunciou-se sobre a operação de concentração, NQUINTAS/CGD/EDP nos seguintes termos:

“A AdC concluiu que o mercado relevante da operação de concentração em análise é o da distribuição e comercialização de gás natural na região de concessão - litoral norte do território nacional.

Foram suscitadas preocupações quanto ao facto de, em resultado da operação de concentração, uma mesma entidade passar a deter o controlo, na mesma zona geográfica da distribuição e comercialização de gás natural e de electricidade.

Outras preocupações foram suscitadas quanto à existência de *“alguma discricionariedade por parte da concessionária relativamente (i) ao ritmo anual de expansão da rede, e à expansão anual do número de utilizadores aos quais será disponibilizado o uso de gás natural, (ii) ao tarifário a praticar junto dos clientes industriais via o processo de negociação destes com a concessionária, e (iii) à qualidade do serviço a prestar aos clientes de gás natural.”*

Em face destas conclusões, a AdC considerou necessária a imposição de obrigações e compromissos, nomeadamente:

- (i) Manutenção da separação jurídica entre a empresa PORTGÁS e a notificante como forma de assegurar a autonomia e separação contabilística entre estas actividades; e
- (ii) Disponibilização regular, pela Concessionária, de dados estatísticos que permitam aferir da evolução das variáveis sobre as quais impedia alguma discricionariedade por parte da Concessionária.

Tendo estas obrigações e condições, propostas pela AdC, sido aceites por parte da notificante, o Conselho da Autoridade da Concorrência adoptou uma decisão de não oposição à operação de concentração com sujeição às mesmas.”

### 4.2.2 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Os dois maiores consumidores de gás natural são as centrais de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, com 3x330 MW, e a Termoeléctrica do Ribatejo (TER), com 3x392 MW, (só dois destes três grupos já entraram em serviço), bem como dois grupos, 2x125 MW, de ciclo simples a gás natural no Carregado.

O consumo de gás nos sectores eléctrico, industrial e comercial/doméstico registado em Portugal em 2004 consta do Quadro 4-2.

**Quadro 4-2 – Consumo de gás natural em 2004 (bcm)**

Consumo do sector eléctrico	2,072	58,5%
Consumo industrial	1,112	31,4%
Consumo comercial e doméstico	0,347	9,8%
<b>Consumo total 2004</b>	<b>3,542</b>	<b>100,0%</b>

O sector continuará a funcionar através de concessões ou licenças de distribuição, até ao termo do estatuto de mercado emergente. As mais importantes concessionárias de distribuição em volume de gás distribuído em 2004 são a Lisboagás (34,0%), a Portgás (28,1%) e a Lusitaniagás (23,3%).

A Galp detém participações em todas as distribuidoras, de acordo com a Figura 4-1, excepto na Portgás, S.A.

Os preços de gás praticados em Portugal a 1 de Janeiro de 2004 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**

<b>Consumidor-tipo (Eurostat)</b>	<b>Preço (01.01.2004)</b>
D1 (eur/GJ) com IVA	18,82
D2 (eur/GJ) com IVA	17,21
I2 (eur/GJ) com IVA	7,68
I3-1 (eur/GJ) sem IVA	5,68
I4-1 (eur/GJ) sem IVA	3,73
I4-2 (eur/GJ) sem IVA	3,45

Fonte: DGGE, Preços de Energia n.º 48

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**

Para os clientes com instalações com um consumo anual superior a 2 000 000 m<sup>3</sup> de gás natural, ligados à Rede de Transporte de Gás Natural, propriedade da empresa Transgás, e para as empresas de distribuição regional, 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 regionais 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 Sector 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.

#### **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 m<sup>3</sup> de gás natural, ligadas às Redes de Distribuição de gás natural, pertencentes às empresas de Distribuição Regional, os preços do gás natural são sujeitos a negociação entre as concessionárias de distribuição de gás natural e os clientes.

Para os clientes com instalações com um consumo anual inferior a 10 000 m<sup>3</sup> de gás natural, ligadas às Redes de Distribuição de gás natural, os preços do gás natural são propostos anualmente pelas concessionárias 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.

## 5 SEGURANÇA DE FORNECIMENTO

### 5.1 ELECTRICIDADE

#### 5.1.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2004

O consumo de energia eléctrica manteve em 2004 o ritmo de crescimento do ano anterior com uma variação de 5,7% (4,5% com correcção de temperatura e número de dias úteis).

A produtividade hidroeléctrica foi reduzida. As centrais hidroeléctricas do SEP e do SENV contribuíram para o abastecimento de 20% do consumo, enquanto as térmicas contribuíram para 56%. As entregas dos Produtores em Regime Especial continuaram a crescer acentuadamente, atingindo 10% do consumo.

Nas trocas com o estrangeiro verificou-se o saldo importador mais elevado de sempre, tendo-se verificado que 14% do consumo nacional foi abastecido através de energia eléctrica importada de Espanha.

O consumo dos clientes do SENV aumentou 70% em 2004, representando 15,8% do total abastecido pela rede pública.

Em 2004 entraram em serviço o segundo grupo da central hidroeléctrica de Alqueva com 120 MW, o segundo grupo da central de ciclo combinado do Ribatejo com 392 MW de potência, e 457 MW de capacidade em regime especial, correspondentes a 186 MW instalados por produtores térmicos, 20 MW por produtores hidráulicos e 251 MW por produtores eólicos.

Na Rede Nacional de Transporte entraram em serviço a segunda interligação Alto Lindoso-Cartelle e a nova interligação Alqueva-Balboa ambas a 400 kV.

A repartição da produção de electricidade por fonte de energia nos anos de 2003 e 2004 apresenta-se no Quadro 5-1.

**Quadro 5-1 - Repartição da produção**

	2004	2003
Gás	21%	14%
Saldo Importador	14%	6%
Fuel	4%	6%
Carvão	31%	31%
Hidráulica	20%	35%
Prod. Reg. Especial	10%	8%

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

**Quadro 5-2 - Abastecimento do consumo**

	2004 (GWh)	2003 (GWh)	Variação (%)
PRODUÇÃO HIDRÁULICA	9 216	14 670	-37,2
Centrais do SEP+EDIA	8 818	13 966	-36,9
Centrais do SENV	398	705	-43,5
PRODUÇÃO TÉRMICA	25 749	22 394	15,0
Centrais SEP	22 331	22 191	0,6
Centrais SENV	3 418	203	1 584,4
PRODUÇÃO TOTAL SEP+SENV	34 965	37 064	-5,7
PROD. EM REGIME ESPECIAL	4 469	3 688	21,2
SALDO IMPORTADOR	6 480	2 794	132,0
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	408	485	-15,9
CONSUMO TOTAL	45 507	43 061	5,7

A potência máxima solicitada à rede pública verificou-se no dia 9 de Dezembro com 8249 MW, valor que ultrapassa em cerca de 200 MW o anterior máximo observado em Janeiro de 2003.

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

**Quadro 5-3 - Potência máxima anual**

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2004	09-Dez	8249	2,52
2003	15-Jan	8046	8,82
2002	12-Dez	7394	-0,96
2001	17-Dez	7466	8,36
2000	25-Jan	6890	4,05

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)	Variação relativa a 2004 (%)
2004	8 249	-
2006	9 075	10,0
2009	10 230	24,0
2014	12 245	48,4

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

**Quadro 5-5 - Parque electroprodutor**

	2004 (MW)	2003 (MW)	Varição (MW)
POTÊNCIA INSTALADA SEP+SENV	9 846	9 392	454
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS	4 386	4 277	109
Centrais SEP/EDIA	4 143	4 023	120
Centrais SENV	243	254	-11
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	5 460	5 115	345
Carvão	1 776	1 776	0
Fuel	1 476	1 523	-47
Fuel / Gás natural	236	236	0
Gasóleo	197	197	0
Gás natural	1 774	1 382	392
POTÊNCIA INSTALADA P. REG. ESPECIAL	1 862	1 406	457
Produtores Térmicos	1 033	847	186
Produtores Hidráulicos	331	312	20
Produtores Eólicos	498	247	251
TOTAL	11 708	10 768	940



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

**Quadro 5-6 - Margem de capacidade**

	2004 (MW)	2000 (MW)
Potência instalada total	11 708	9 947
Térmica	5 460	4 855
Hidráulica	4 386	4 184
PRE	1 862	908
Potência máxima anual	8 249	6 890
Margem de capacidade	3 459 (30%)	3 057 (31%)

Dos principais desenvolvimentos do parque electroprodutor, durante o ano de 2004, destacam-se:

- A entrada em serviço do segundo grupo da central hidráulica de Alqueva com 120 MW, e do segundo grupo da central de ciclo combinado do Ribatejo com 392 MW de potência.
- A instalação de mais 457 MW de produção em regime especial.
- A ligação à rede, no final do ano, da central hidráulica Venda Nova II, para ensaios do posto de corte, e do parque eólico das Terras Altas de Fafe, o primeiro a ser ligado directamente à RNT.
- A desclassificação da central a fuel da Tapada do Outeiro, com uma potência de 46,9 MW.

Na Rede Nacional de Transporte entraram em serviço a segunda interligação Alto Lindoso-Cartelle e a nova interligação Alqueva-Balboa, ambas a 400 kV. A capacidade de importação apresentou nos dias úteis um valor médio de 1057 MW, o que representou uma subida de 300 MW relativamente a 2003. A capacidade de exportação apresentou também uma subida face a 2003, tendo passado de um valor médio de 582 MW para 757 MW.

### 5.1.2 ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

A autorização em investimentos em produção é da competência do Governo através da Direcção-Geral de Geologia e Energia (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 das já referidas entradas em serviço das linhas Alqueva-Balboa e Alto Lindoso-Cartelle II, 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.

#### 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 seis grupos térmicos de base, TGCC, de 400 MW e de uma central 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.

**Quadro 5-7 - Evolução prevista para a PRE**

	2006	2009	2010
Eólica	1 350	3 200	4 500
Mini hidrica	370	430	450
Cogeração	1 590	1 840	1 940
RSU	82	130	130
Outros	101	306	400
Total (MW)	3 493	5 906	7 420

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 CO<sub>2</sub>. O sobrecusto<sup>16</sup> que resulta deste incentivo é suportado pela tarifa de uso global do sistema, ou seja, é pago por todos os consumidores de energia eléctrica.

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

## 5.2 GÁS

### 5.2.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2004

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.

Apesar do aumento de consumo verificado, importa referir que actualmente existe capacidade disponível para um rápido desenvolvimento do sector.

A entrada em funcionamento do terminal de GNL de Sines e a armazenagem subterrânea permitirão dotar o País de um nível de segurança de abastecimento elevado. Assim, a capacidade de importação em 2004, para um consumo de 3,542 bcm, é de 8,95 bcm, conforme indicado no Quadro 5-8.

---

<sup>16</sup> Calculado como a diferença entre o preço pago à produção em regime especial e o preço médio verificado no sistema eléctrico de serviço público.

**Quadro 5-8 - Consumo e capacidade de importação e de armazenamento em 2004**

Consumo em 2004	3,542 bcm
Capacidade de importação	8,950 bcm
Capacidade de armazenamento	
- em terminal marítimo	240 000 m <sup>3</sup>
- em subsolo	75 000 m <sup>3</sup>
- em desenvolvimento em subsolo	80 000 m <sup>3</sup>

### 5.2.2 CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

O primeiro contrato de abastecimento 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, por parte da Transgás. As quantidades contratuais que a Sonatrach se obriga a fornecer à Transgás, designadas por quantidades anuais contratuais (QAC)<sup>17</sup>, são as seguintes:

- 1,6 mil milhões de m<sup>3</sup> em 1998.
- 1,9 mil milhões de m<sup>3</sup> em 1999.
- 2,1 mil milhões de m<sup>3</sup> em 2000.
- 2,5 mil milhões de m<sup>3</sup> entre 2001 e 2020 (último ano contratual).

Existem ainda dois contratos de aquisição de gás natural com a Nigéria (NLNG I e NLNG II), na forma de gás natural liquefeito (GNL), com início de fornecimento em 2000 e 2002, com prazo de 20 anos e com quantidades contratadas de 0,42 mil milhões de m<sup>3</sup>/ano (NLNG I) e aproximadamente 1,0 mil milhões de m<sup>3</sup>/ano (NLNG II), respectivamente. A Transgás anunciou estar a negociar mais dois contratos de fornecimento de GNL: um com a Nigéria (NLNG +), com início de fornecimento previsto para 2005/6, com um prazo de 20 anos e quantidade contratada de 2,0 mil milhões de m<sup>3</sup>/ano; um segundo contrato apenas com um prazo de um ano e meio e a quantidade contratada de 9 a 11 metaneiros, com início previsto para 2004 e cuja origem será provavelmente o Médio ou o Extremo Oriente.

<sup>17</sup> Para um poder calorífico entre 9150 e 9600 kcal/cm<sup>3</sup>.

### 5.2.3 CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Os actuais detentores de contratos de concessão ou de licenças garantem o fornecimento a todos os consumidores abrangidos pelas respectivas redes. O operador de transporte tem a obrigação contratual de deter, permanentemente, uma reserva estratégica equivalente a 20 dias de consumo do ano anterior, excepto no respeitante ao consumo da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro.

- Consumo de gás natural em 2004 - 3,54 bcm
- Importação de gás natural em 2004 - 3,54 bcm
- Produção em 2004 - 0 bcm

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 participações da Enagás e da Transgás nos capitais sociais destas empresas variam directamente com a proporção da capacidade contratada por cada empresa. Contudo, a maioria do capital destas empresas transportadoras deverá sempre pertencer à empresa com a nacionalidade do território onde se situa a respectiva empresa transportadora. Assim, no caso da empresa de transporte Gasoduto Extremadura, não obstante o facto da maioria da capacidade de transporte pertencer à Transgás, a maioria do seu capital, 51%, pertence à Enagás, sendo os restantes 49% pertencentes à Transgás, já que este gasoduto se situa em território espanhol. Por seu lado, a empresa Braga-Tuy que transporta na sua grande maioria gás natural pertencente à Enagás, mas neste caso em território português, é detida a 51% pela Transgás e a 49% pela Enagás.

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 <sup>3</sup> EUR	%	10 <sup>3</sup> EUR	%	10 <sup>3</sup> EUR	%	10 <sup>3</sup> 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

Entre todas estas empresas, por um lado, e a Transgás, por outro, existem contratos de dois tipos: contratos de cedências de direito de transporte e contratos de condições de transporte. Assim, a Transgás cedeu os direitos de transporte em território português às empresas Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., e à Gasoduto Braga-Tuy, S.A. Em Espanha, a Enagás cedeu os direitos de transporte em território espanhol às empresas Gasoduto Al-Andaluz, S.A., e à Gasoduto Extremadura, S.A. Para o transporte, a Enagás e a Transgás têm contratos de transporte com as seis empresas de gasoduto.

O transporte de gás natural envolve, desde a fronteira argelo-marroquina, relacionamentos comerciais e contratuais com as empresas detentoras dos vários troços de gasoduto. Estas empresas são, por sua vez, detidas pela Transgás e pela Enagás, empresa sua congénere em Espanha. De facto, existe um acordo (*Heads of Agreement*) entre estas duas empresas que prevê a utilização partilhada de infra-estruturas de transporte em ambos os países e em Marrocos. Esta utilização conjunta de instalações baseia-se num princípio de reciprocidade, com base num modelo adoptado que consagra a existência de empresas de transporte detidas conjuntamente pela Transgás e pela Enagás para cada gasoduto em que se proceda ao transporte conjunto de gás.

A criação de empresas detidas conjuntamente pelos operadores de transporte português e espanhol obedeceu a alguns princípios previamente estabelecidos:

- Cada operador procede à reserva de capacidade no gasoduto.
- A propriedade da instalação de transporte é proporcional à capacidade reservada.
- As responsabilidades financeiras decorrentes do projecto empresarial de cada troço do gasoduto são proporcionais à capacidade reservada.

A maioria de capital de cada uma das empresas detidas conjuntamente pertence à Transgás ou à Enagás, consoante a instalação se situe, respectivamente, em território português ou espanhol.

Apresenta-se de seguida uma breve caracterização do relacionamento contratual entre a Transgás, S.A. e as empresas de transporte que laboram em Portugal: a Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., e a Gasoduto Braga-Tuy, S.A.

A Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., e a Gasoduto Braga-Tuy S.A. celebraram, cada uma, a 26 de Julho de 1996, dois contratos com a Transgás:

1. Contratos de cedência de direito de transporte da Transgás, válidos até 14 de Outubro de 2028

Nestes contratos, a Transgás concede a estas empresas o direito de transportar gás natural, mas mantém-se como único titular das infra-estruturas, bem como responsável pela operação e manutenção dos respectivos gasodutos. Por seu lado, as empresas de transporte são responsáveis pelo transporte de gás natural e poderão transportar um máximo de 417 500 m<sup>3</sup>/h no caso do gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga e um máximo de 67 000 m<sup>3</sup>/h no caso do gasoduto Braga-Tuy. Como contrapartidas da transmissão da concessão de transporte de gás natural por parte da Transgás à Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. e à Gasoduto Braga-Tuy, S.A., estas últimas obrigam-se a pagar à Transgás uma compensação correspondente ao valor dos investimentos nas infra-estruturas dos gasodutos. Ficou ainda estabelecido um pagamento mensal à Transgás referente aos custos com operação e manutenção dos gasodutos.

2. Contratos que enquadram as condições do transporte do gás natural da Transgás, válidos até 31 de Dezembro de 2020, podendo ser prolongados até 31 de Março de 2021.

Nestes contratos, as empresas de transporte de gás natural comprometem-se a transportar determinadas quantidades de gás natural a determinadas tarifas. O transporte de gás natural é pago segundo uma tarifa composta por um termo fixo e outro variável, ambos por m<sup>3</sup>. O termo fixo, definido em Euros/m<sup>3</sup>/h e por quilómetro é aplicável à reserva de caudal horária. Esta reserva significa a quantidade de gás natural da Transgás, em m<sup>3</sup> normais por hora que as empresas deverão transportar em cada troço do gasoduto. O termo fixo da tarifa é determinado anualmente, sendo facturado mensalmente por um doze avos do total. As receitas de transporte decorrentes do termo fixo são iguais às receitas do termo variável da totalidade das quantidades de gás natural.

O termo variável unitário é definido em €/m<sup>3</sup> e por quilómetro e diz respeito às quantidades realmente transportadas. O termo variável da tarifa é obtido pelo produto do valor unitário da tarifa do ano corrente multiplicado pela quantidade de gás natural realmente transportada e pela distância de transporte existente entre o ponto de recepção do gás natural e o ponto de entrega do mesmo expresso em quilómetros.

As quantidades transportadas por hora e por quilómetro têm de ser inferiores ou iguais à reserva de caudal horária. Contudo, pode-se transportar mais do que a reserva de caudal horária, desde que as quantidades transportadas não sejam superiores à capacidade disponível. Nesta circunstância e em caso de prolongamento da data do contrato até 31 de Março de 2021, o gás natural transportado será valorizado a uma tarifa igual ao termo variável adicionado de 30%. Devido ao acordo



*Ship-or-Pay* expresso nos contratos, é garantido um montante de receitas correspondente à aplicação do termo variável unitário às quantidades mínimas contratadas, mesmo se as quantidades levantadas pela Transgás e transportadas pelas empresas forem inferiores a estas quantidades mínimas.

Foi também celebrado entre a Enagás e estas empresas de transporte um contrato semelhante a este último.



## **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 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 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.

Relativamente aos chamados clientes vulneráveis, assim considerados como os economicamente mais desfavorecidos, apenas se salienta 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 regulados, 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 2004, para um universo de cerca de 6 milhões clientes, foram registadas 486 623 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:

- Aproveitamento 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.

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

Todos os consumidores são livres de escolher o fornecedor de electricidade. No entanto, ainda existem tarifas de venda a clientes finais do SEP; estas tarifas resultam da adição dos custos de energia do SEP à tarifa de acesso às redes. No futuro, quando o SEP deixar de existir por cessação dos contratos de longo prazo, existirá um comercializador regulado de último recurso que se irá abastecer no mercado para vender aos clientes que não quiserem exercer o direito de escolha de fornecedor, de acordo com tarifas reguladas, igualmente aditivas. Não existe e não está prevista alguma compensação particular pelo exercício desta actividade.

A ERSE estabelece e publica, anualmente, até 15 de Dezembro, as tarifas a pagar pelos clientes dos comercializadores regulados de todos os níveis de tensão - tarifas de Venda a Clientes Finais. Estas tarifas devem ser estabelecidas por forma a incluírem não só os pagamentos associados à utilização das redes e dos serviços de uso global do sistema, que constituem as tarifas de Acesso e que são pagas por todos os clientes, bem como as tarifas de Energia e de Comercialização, aplicadas exclusivamente aos clientes dos comercializadores regulados.

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 regulados, este mecanismo aditivo de determinação das tarifas, cujos procedimentos de cálculo estão descritos no Regulamento Tarifário da responsabilidade da ERSE, encontra-se 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.

Este diploma determina que o valor global resultante da aplicação daquelas tarifas, em cada ano, não pode registar aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano. Para efeito 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 pode ser repercutido nas tarifas do mesmo tipo de clientes nos anos seguintes, durante um período máximo de cinco anos, observando sempre a limitação

da variação anual do índice de preços implícitos no Consumo Privado esperado. No final desse período, caso se verifique não ser possível a recuperação do valor dos custos não repercutidos nas tarifas de venda a clientes finais em BT dos comercializadores regulados, a ERSE informa o Ministro que tutela a área da Economia, o qual decidirá como proceder em conformidade.

Registe-se que este mecanismo nunca foi accionado, tendo sido possível acomodar os acréscimos tarifários anuais das tarifas de venda a clientes finais em BT dentro das variações esperadas daquele índice de preços.

Refira-se que o valor da variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado esperado utilizado como limitador dos aumentos das tarifas de venda a clientes finais em BT para 2005 foi de 2,4%.

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](http://www.erse.pt).

As tarifas de venda a clientes do SEP em MT, AT e MAT estão sujeitas a ajustamentos trimestrais que reflectem, essencialmente, a variação do custo variável de aquisição de energia eléctrica.

## **6.3 CONDIÇÕES GERAIS DOS CONTRATOS DE FORNECIMENTO**

### **6.3.1 SECTOR ELÉCTRICO**

Nos termos da regulamentação vigente no sector eléctrico, as condições gerais que integram os contratos de fornecimento a celebrar com os clientes em baixa tensão e média tensão, no âmbito do sistema eléctrico público, são objecto de aprovação pelo regulador, na sequência de proposta apresentada pelos distribuidores/comercializadores regulados e após consulta a associações de consumidores. Estas condições contratuais gerais reúnem os principais direitos e obrigações das partes no relacionamento comercial e contratual estabelecido, previstos na legislação e regulamentação aplicáveis. Uma nova regulamentação do sector eléctrico, cujo processo de aprovação se encontra em curso, prevê a aprovação pelo regulador de um conjunto mínimo de informações que devem integrar as condições dos contratos de fornecimento celebrados com os comercializadores regulados/último recurso e não as próprias condições gerais.

Os demais 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.

### 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. Actualmente ainda não se encontra regulamentado qualquer mecanismo de aprovação ou homologação das condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural, ficando apenas sujeito ao cumprimento do disposto na lei geral, designadamente do regime das cláusulas contratuais gerais.