

RELATÓRIO E CONTAS 2006



Este é um relatório CarbonoZero.

As emissões de gases com efeito de estufa associadas à sua produção foram compensadas através da capacidade de sequestro de 200 árvores, ao longo de um ano, na Herdade da Gâmbia, anulando o respectivo efeito no clima. Foram contabilizadas as emissões resultantes da produção da pasta e do papel, bem como da impressão de todos os seus exemplares, num total de 0,91 toneladas de CO₂eq.

RELATÓRIO E CONTAS 2006



ÍNDICE

04	MENSAGEM DO PRESIDENTE
10	INDICADORES PRINCIPAIS
18	ASPECTOS RELEVANTES DO ANO
22	MISSÃO, VISÃO E VALORES
26	COMPROMISSO COM A SOCIEDADE
29	QUEM SOMOS
30	A Empresa
31	Estrutura Societária do Grupo REN
32	Estrutura Organizacional das Empresas do Grupo
36	Recursos Humanos
37	Estrutura Accionista
38	ÓRGÃOS SOCIAIS E CORPO DIRECTIVO DA MACROESTRUTURA DO GRUPO
41	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO
46	O MERCADO E A INDÚSTRIA
59	ACTIVIDADE DO GRUPO EM 2006
60	Negócio de Transporte de Electricidade
60	A regulação económica da actividade
64	Exploração da rede
67	Obras em curso
69	A Produção em Regime Especial
70	Negócio de Transporte e Armazenagem de Gás Natural
71	A regulação económica da actividade
73	Transporte em alta pressão
74	Recepção, armazenagem e regaseificação de gás natural
77	Armazenamento subterrâneo
78	Telecomunicações e Sistemas de Informação
79	RENTELECOM – Comunicações, S.A.
80	OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.
84	Envolvimento com a Sociedade
84	Evolução Económica e Financeira
100	CONSIDERAÇÕES FINAIS
103	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS
134	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS
159	DOCUMENTOS DE CERTIFICAÇÃO DAS CONTAS
169	ANEXOS



MENSAGEM DO PRESIDENTE

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. adquiriu à Galp, em 26 de Setembro de 2006, os activos de transporte de gás, para constituir a sociedade *holding* Redes Energéticas Nacionais, SGPS, anunciada, desde 2003, como a empresa que deveria gerir o sistema nacional de transporte de electricidade e gás, no quadro duma internacionalização crescente dos problemas de abastecimento de energia e da construção do mercado ibérico de electricidade, MIBEL.

Esta aquisição teve lugar em momento contemporâneo da venda da participação de 18,3% do capital da Galp, detida desde Dezembro de 2003, à sociedade Amorim Energia.

O conjunto destas operações realiza uma parte essencial, no âmbito da reestruturação das empresas energéticas, da estratégia nacional para a energia, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro.

No plano técnico, a preparação do *unbundling* – separação dos activos de transporte de gás, da Galp – decorreu ao longo dos primeiros sete meses do ano, tendo permitido a assinatura do contrato de compra e venda, em 30 de Agosto, de forma a desbloquear o processo de calendarização da privatização da Galp.

Como é compreensível, a realização simultânea do *unbundling* e da venda da participação da REN na Galp dependia, ainda, da publicação dos instrumentos legais para a definição e consequente transferência das concessões do transporte, regaseificação e de armazenagem de gás, para a REN – o que veio a materializar-se com o Decreto-Lei 140/2006, de 26 de Julho, e com a assinatura dos respectivos contratos de concessão.

Porque é significativa no exercício, releva-se a mais-valia de cerca de 524 M€, obtida com a venda da participação na Galp, que foi parcialmente distribuída aos accionistas a título de dividendo extraordinário – 288,7 M€ de “reservas” e “resultados transitados” e 87,0 M€ como “adiantamento sobre lucros”.

Atendendo à compra dos activos de gás por 511,3 M€, aos quais se adiciona a responsabilidade pela dívida líquida afecta, no montante de 447,4 M€, e à circunstância de se terem agravado, no ano, os desvios tarifários 74,9 M€, o excedente financeiro realizado com a venda da participação da Galp, 418,5 M€, foi insuficiente para realizar estes pagamentos.

Os desvios tarifários atingiram um valor acumulado de 650,3 M€, que representam cerca de 46% na dívida líquida da Rede Eléctrica Nacional. Contribuíram também com 74,9 M€ para o acréscimo 460,7 M€, que levou a dívida líquida consolidada ao valor de 1 826,2 M€.

A importância da forma de financiamento da actividade da REN, com recurso a papel comercial, é sublinhada pelo nível que atingiriam os desvios tarifários que vêm a sua recuperação diferida, regulatoriamente. Apesar dos sinais de claro agravamento das taxas de juro, na segunda metade do ano, o custo médio da dívida situou-se, para o negócio eléctrico, em 3,14%, que confronta com 3,27% para os negócios do Grupo, reflectindo diferentes opções de endividamento, bem como a diversidade dos quadros regulatórios específicos.

Conhecido o potencial das sinergias da junção das duas actividades, é também de relevar a gestão integrada da dívida – que ainda não foi possível evidenciar no exercício, por insuficiência manifesta de tempo de avaliação.

Com este enquadramento, o resultado consolidado do Grupo é cerca de 550 M€, que, corrigido do efeito fiscal, da mais-valia apurada no exercício e de provisões, se situa em 129,4 M€.

Para um ano tão especial na vida da REN, é necessário sublinhar, em termos de exploração, que o comportamento operacional do Grupo continuou a situar-se aos melhores níveis, seja no tempo de interrupção equivalente, TIE, para a rede de transporte de electricidade, que se ficou nos 0,57 minutos (descontados os efeitos

qualificados como de força maior relativos ao incidente de 4 de Novembro – que afectaram cerca de 15 milhões de consumidores de electricidade na rede europeia sincronamente interligada), seja nos indicadores de continuidade de serviço, quanto a disponibilidade do sistema de transporte e duração média das interrupções de abastecimento de gás, ao universo dos pontos de entrega, que se situaram, respectivamente, em 100% e 0 minutos.

Outros indicadores de qualidade de serviço, desde a evolução do número de incidentes na rede de transporte de electricidade até ao índice de disponibilidade do terminal de Gás Natural Liquefeito, GNL, de Sines – que atingiu 99,53% – são do melhor que se pode apresentar em qualquer exercício de *benchmark* internacional.

Um indicador essencial para o gestor da rede é o dos custos de acesso. Vamos aqui restringir-nos à rede de transporte de electricidade, já que vigorou um regime transitório para a rede de gás. Entre 2000 e 2006, o custo médio global do acesso à rede aumentou 0,67%, contribuindo para o desagravamento tarifário, em termos constantes, que está patente na função transporte, descontado o efeito de custos exógenos como os de produção em regime especial, PRE, a perequação tarifária extensiva às Regiões Autónomas, as rendas dos terrenos dos centros electroprodutores e os custos de funcionamento da ERSE.

As questões de natureza regulatória assumem uma importância que não pode deixar de ser relevada na actividade corrente da REN, quer como estabilizador do nível de investimento nas infra-estruturas, para garantir a qualidade de serviço a que está obrigada, quer como indutor de confiança para o mercado, no que respeita à previsibilidade dos resultados da actividade.

O período em que se desenvolveu a reestruturação das actividades reguladas do gás natural é também coincidente com a preparação do novo quadro regulatório das respectivas concessões, que só deverá ficar concluído com a fixação de tarifas prevista para Junho de 2007.

No domínio do investimento, a prioridade continuou a ser dada a linhas e subestações para acomodar a pressão resultante do crescimento agressivo da PRE, cuja contribuição para a satisfação da procura global de electricidade atingiu os 18%. É ainda de realçar que a componente eólica atingiu a potência instalada de 1 900 MVA.

O desenvolvimento das infra-estruturas da rede de transporte de electricidade está a fazer-se com a preocupação de dotar o mercado ibérico de uma capacidade técnica da interligação entre Portugal e Espanha que não constitua obstáculo à construção do MIBEL. Não cabendo à REN apenas a responsabilidade pela infra-estrutura, mas também pela gestão técnica do sistema nacional de transporte de electricidade e de gás, é importante sublinhar o papel que tem sido desenvolvido para fomentar a emergência dum mercado regional de energia, à escala ibérica, no qual se inscreve a participação conjunta com a Red Eléctrica de España, REE, em acções de melhoria da utilização da interligação, não só para dar resposta às preocupações dos agentes do mercado mas também para beneficiar os consumidores pela optimização das infra-estruturas geridas pelos dois operadores de sistema.

O OMIP, empresa participada pela REN que está encarregada de desenvolver o mercado a prazo, entrou finalmente em funcionamento, no início de Julho, como calendarizado na Cimeira de Évora.

Mais uma vez, não é demais sublinhar a importância que teve, para a credibilização dum mercado regional ibérico com dois pólos (o mercado *spot*, a cargo do OMEL, em Madrid; o mercado a prazo, a cargo do OMIP, em Lisboa), o volume de operações, já atingido no 2.º semestre, de 5,4 TWh, com um valor subjacente de 302 M€.

O OMIP teve um resultado líquido de 85 676 €, com uma repartição ainda bastante assimétrica das comissões face à tarifa, o que, sendo natural, na fase de arranque, se espera venha a melhorar muito significativamente com o funcionamento regular do mercado.

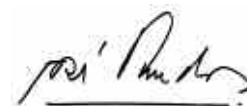
Não se pode ignorar, na evolução esperada do OMIP, a Cimeira de Badajoz, de 24 e 25 de Novembro, em que foram tomadas importantes decisões sobre o modelo e o calendário para a criação do Operador do Mercado Ibérico, OMI, que tem por horizonte o final de 2007.

Não se individualizam as outras participadas, cuja informação está abundantemente disponibilizada no relatório, por duas razões essenciais: no caso do gás, pelo carácter parcial e, até, atípico de apenas um trimestre de funcionamento integrado, e, no caso da RENTELECOM, por não ter havido um desenvolvimento significativo da actividade, num mercado ainda em consolidação.

A REN teve, no exercício, um teste muito positivo à disponibilidade excepcional dos seus trabalhadores, em ambiente de reestruturação e previsível colocação no mercado durante o último trimestre: reorganizou-se o conjunto das actividades reguladas em três novas empresas, REN – Gasodutos, REN – Armazenagem e REN ATLÂNTICO, e preparou-se uma base de funcionamento integrado, em tempo recorde.

Contou-se com a compreensão e apoio dos Accionistas, num momento de mudança sempre delicado, corroborado pelo facto adicional de a EDP ter baixado a sua participação de 30% para 15%, pela alienação de três blocos de 5% aos novos accionistas Oliren, Gestmin e Logoenergia.

Contamos que o exercício findo permite poder dispor de confiança acrescida nas Redes Energéticas Nacionais, com o empenho absoluto dos seus trabalhadores e a compreensão dos nossos Accionistas, ao serviço dum mercado mais transparente e dinâmico, para bem dos consumidores e da economia.



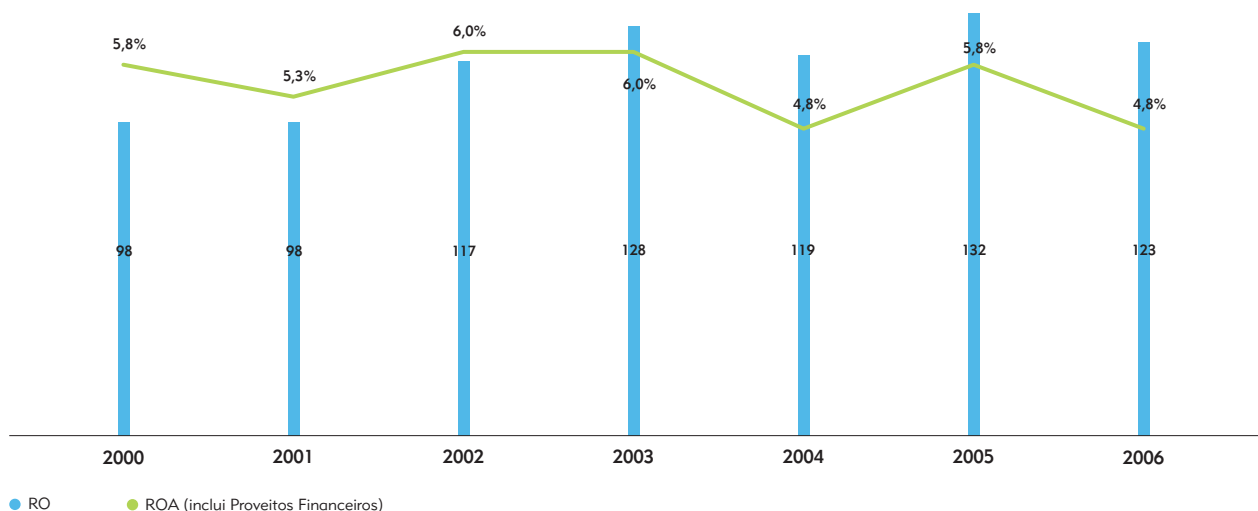
José Penedos

INDICADORES PRINCIPAIS

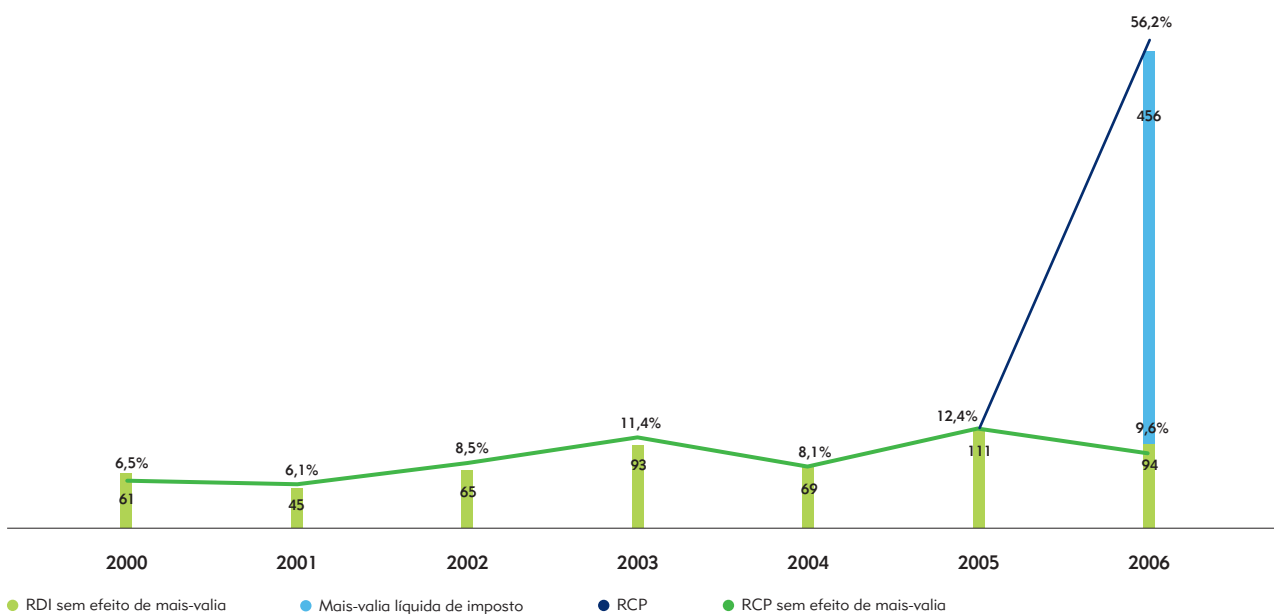
INDICADORES ECONÓMICO-FINANCEIROS

GRUPO

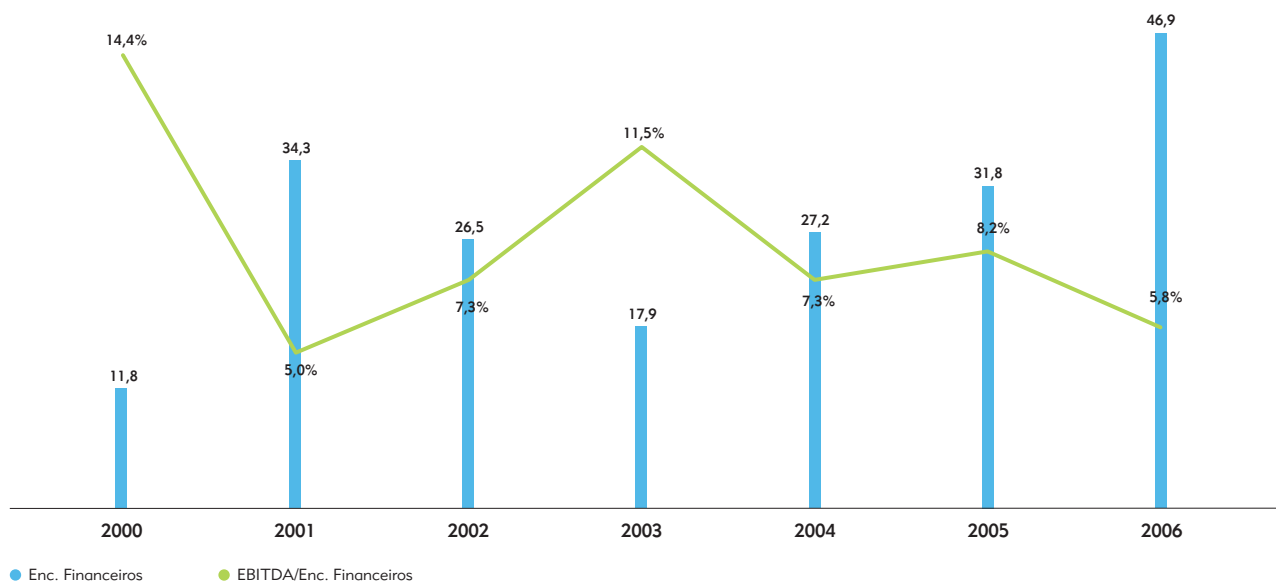
Rendibilidade do activo (M€)



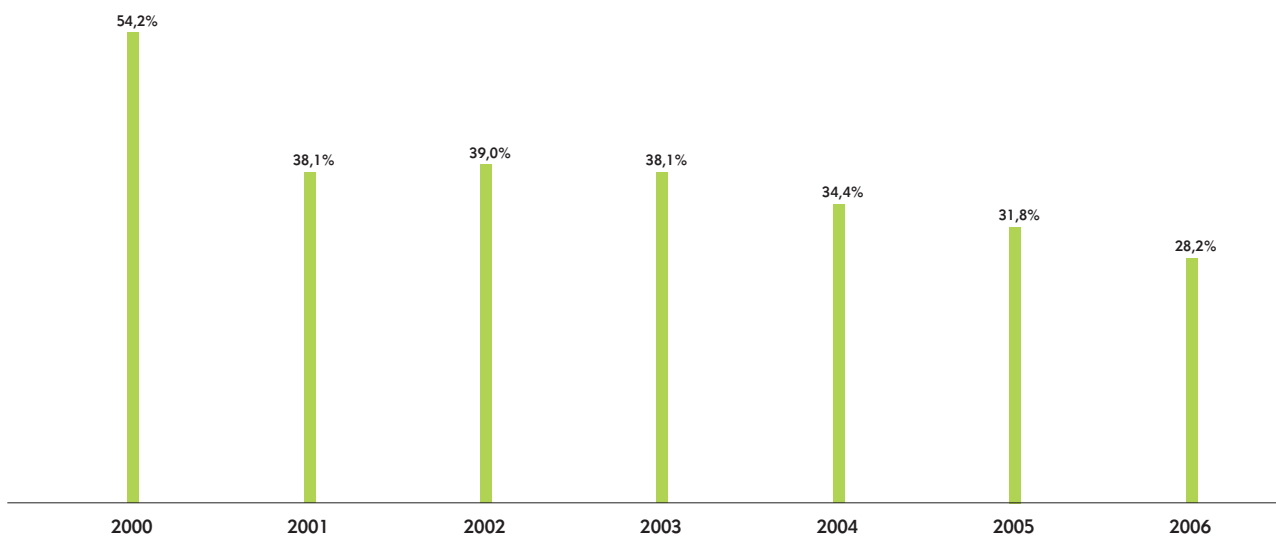
Rendibilidade dos capitais próprios e RDI (M€)



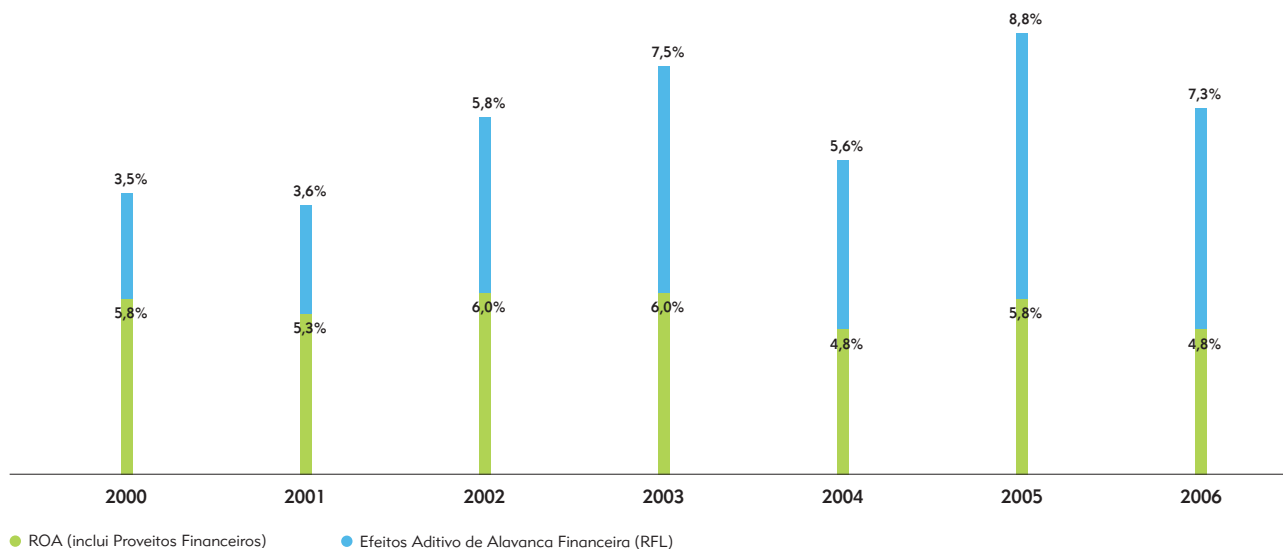
Cobertura de encargos financeiros (M€)



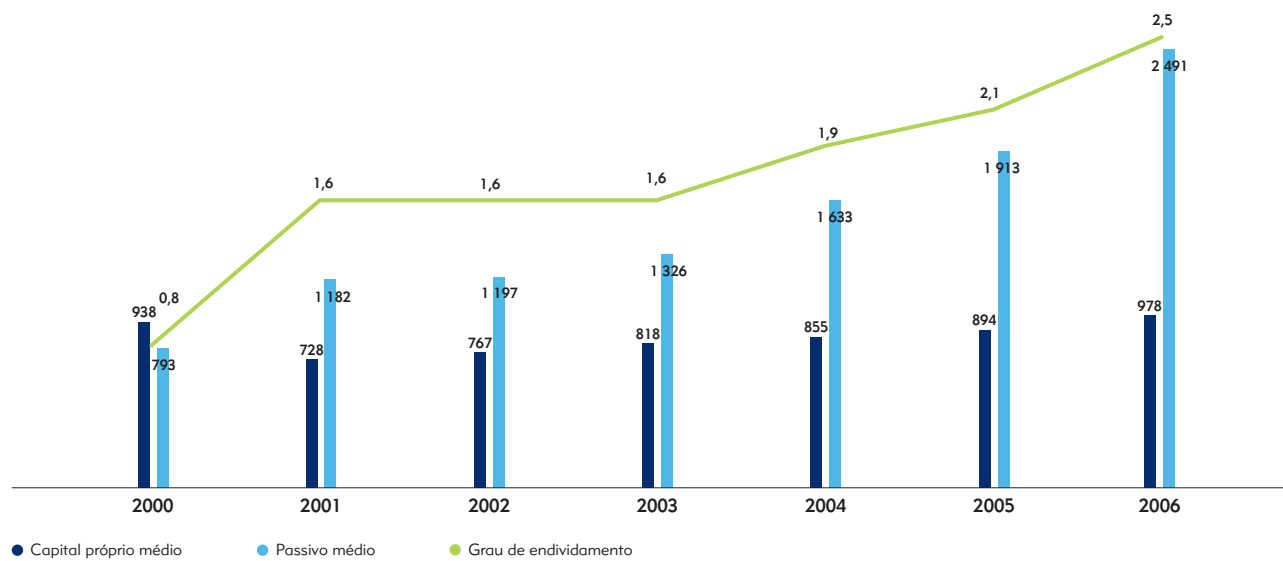
Autonomia financeira

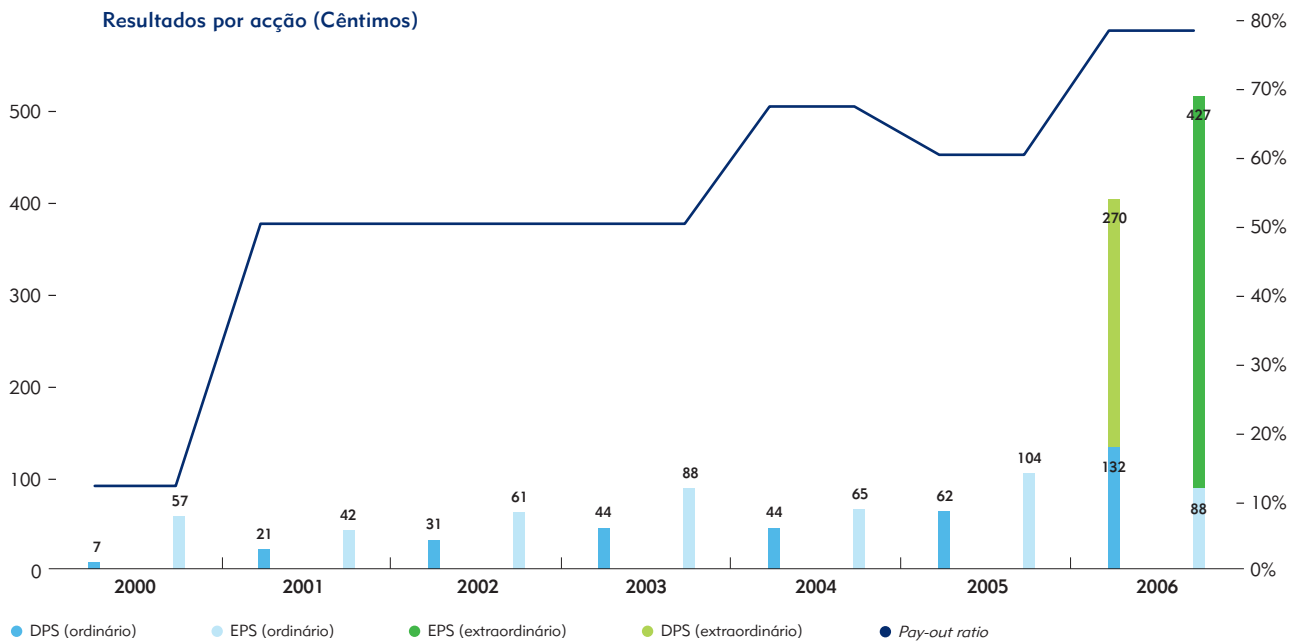


Rendibilidade corrente dos capitais próprios

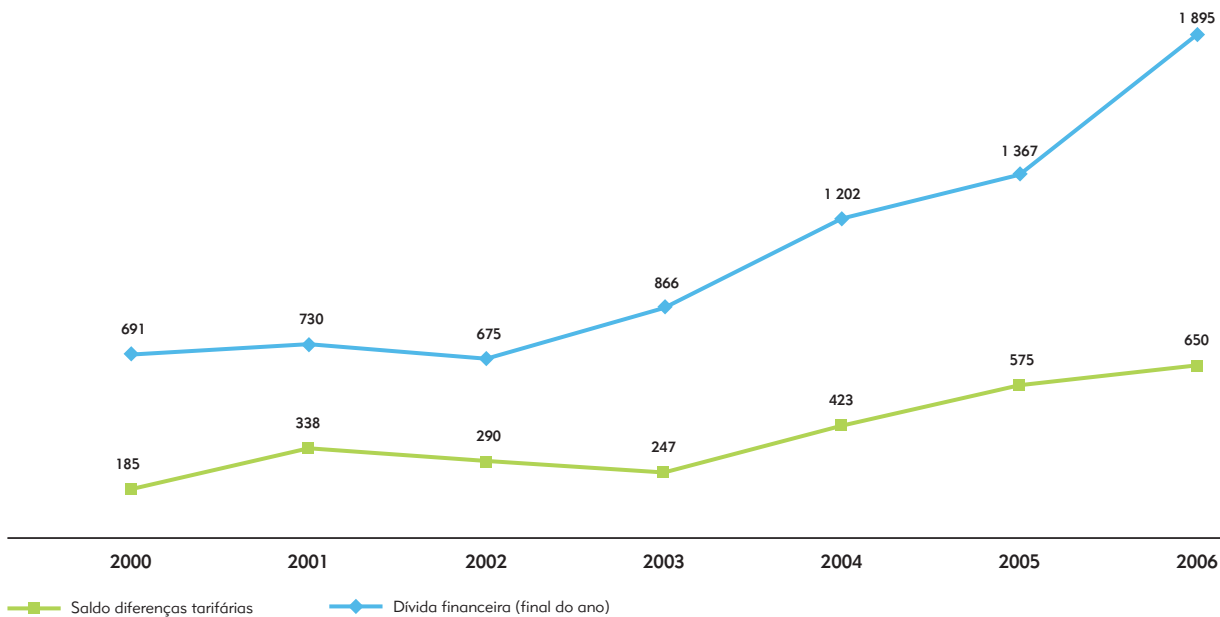


Grau de endividamento (M€)





Dívida financeira e Diferenças tarifárias (M€)



Legenda e definições

Autonomia financeira – capitais próprios/activo

RDI – resultados depois de impostos

CP – capitais próprios

ROA – *return on assets*: RO/activo

Enc. Financ. – enc. financ. excl. perdas em empresas associadas

DPS – *dividends per share* (dividendos por acção)

Grau combinado de alavanca – margem de contribuição/RC

EPS – *earnings per share* (resultados líquidos por acção)

Grau de endividamento – capitais alheios/capitais próprios

Pay-out ratio – dividendos/RDI

RCP – rentabilidade dos capitais próprios (ROE): RDI/CP

RFL – *return from leverage* (efeito aditivo de alavanca financ.)

RC – resultados correntes

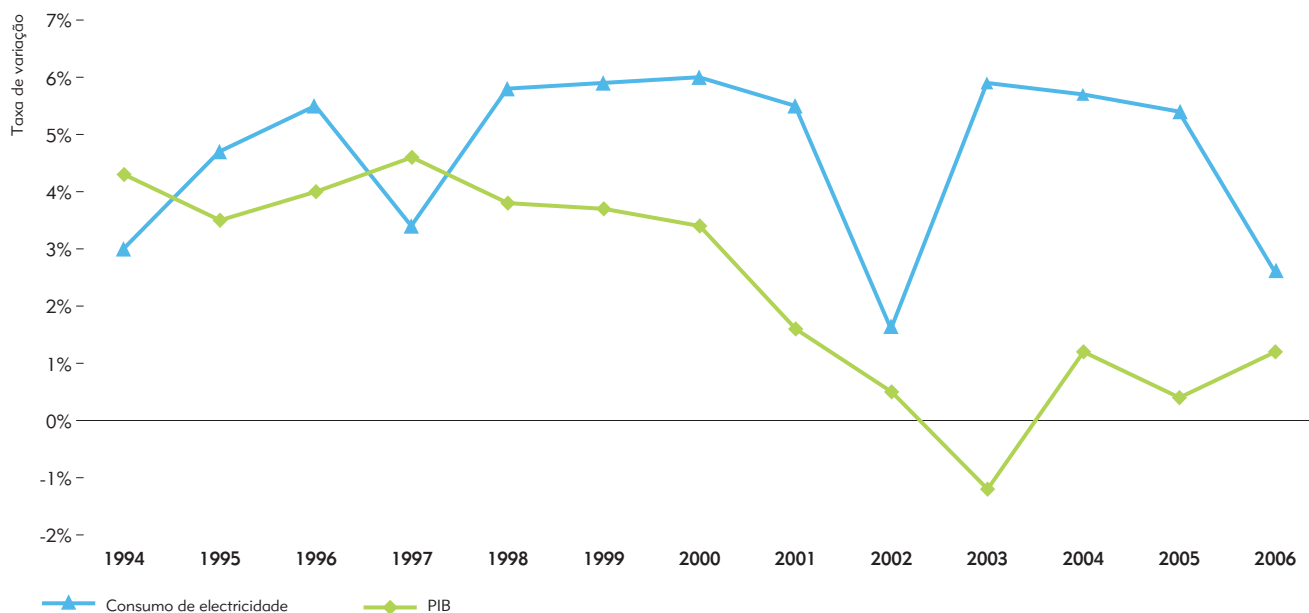
Rendibilidade corrente dos capitais próprios – RC/CP ou ROA+RFL

Nota: No cálculo dos indicadores, os valores retirados do balanço correspondem a valores médios

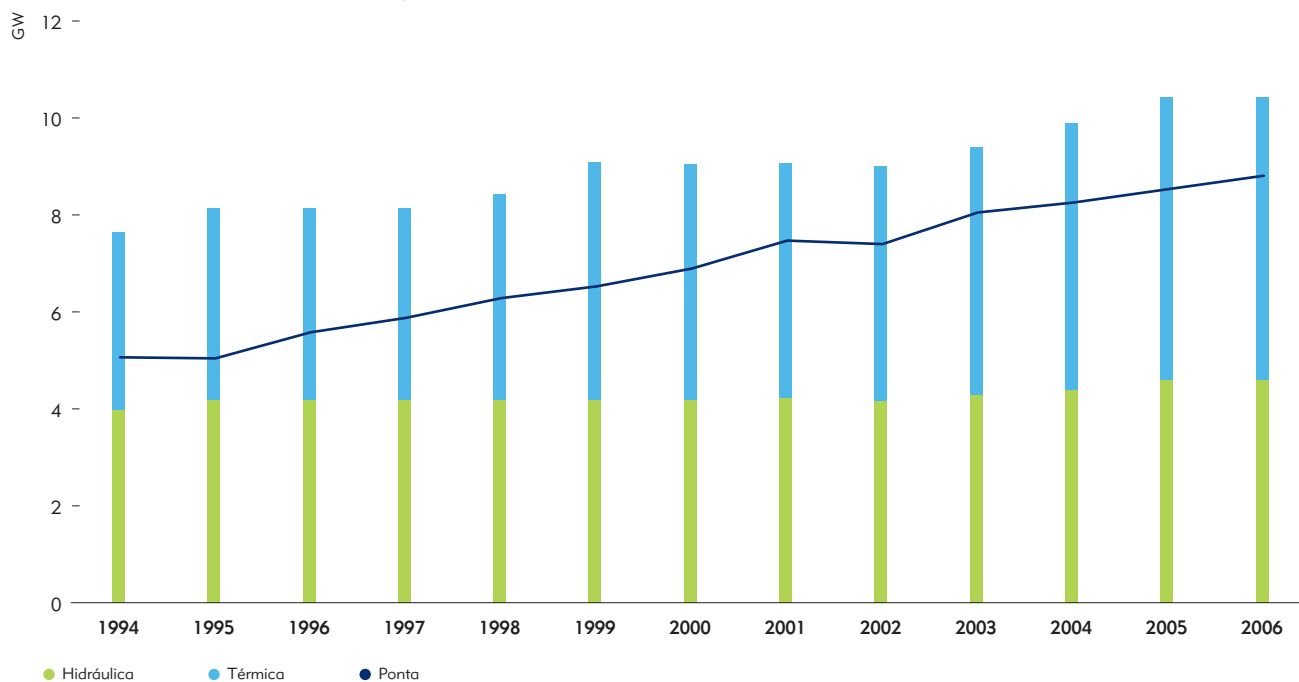
INDICADORES TÉCNICO-ECONÓMICOS

NEGÓCIO DE ELECTRICIDADE

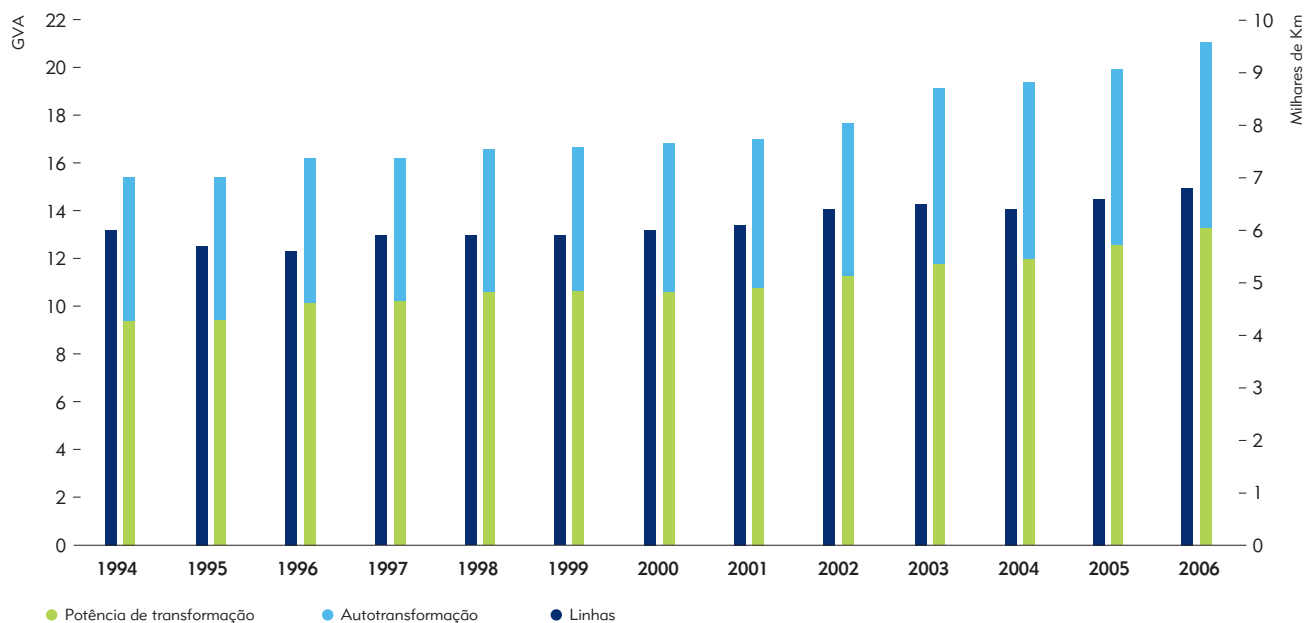
Consumo de electricidade e PIB



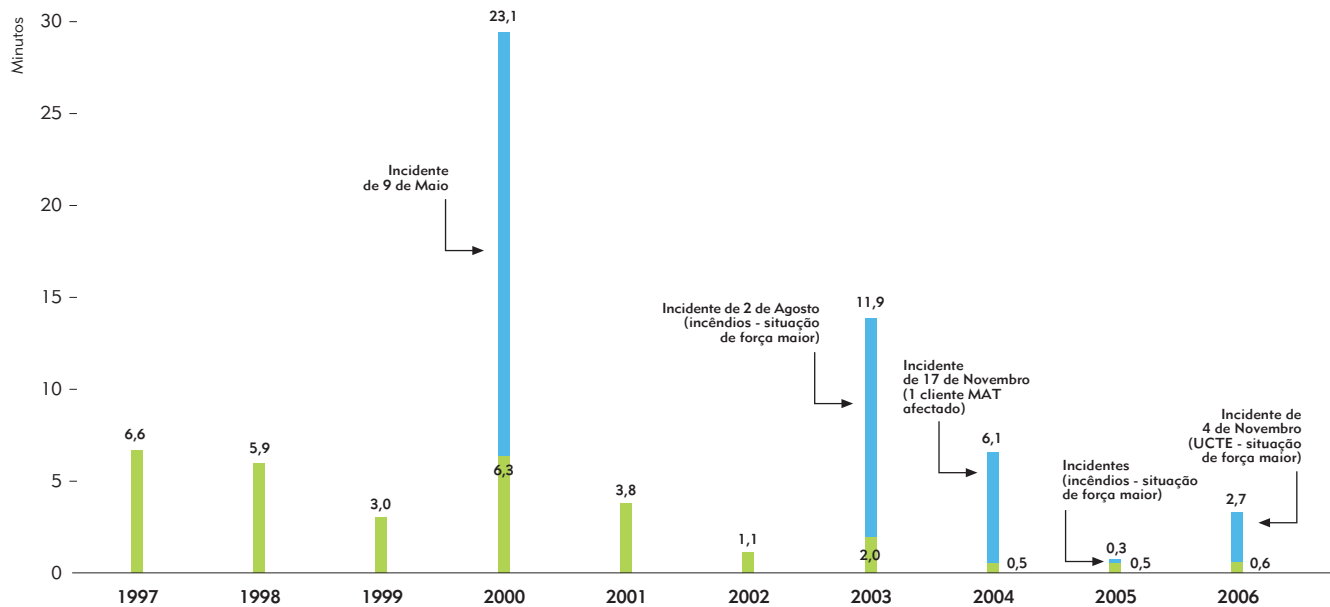
Potência instalada na produção e ponta



Comprimento das linhas e potência de transformação



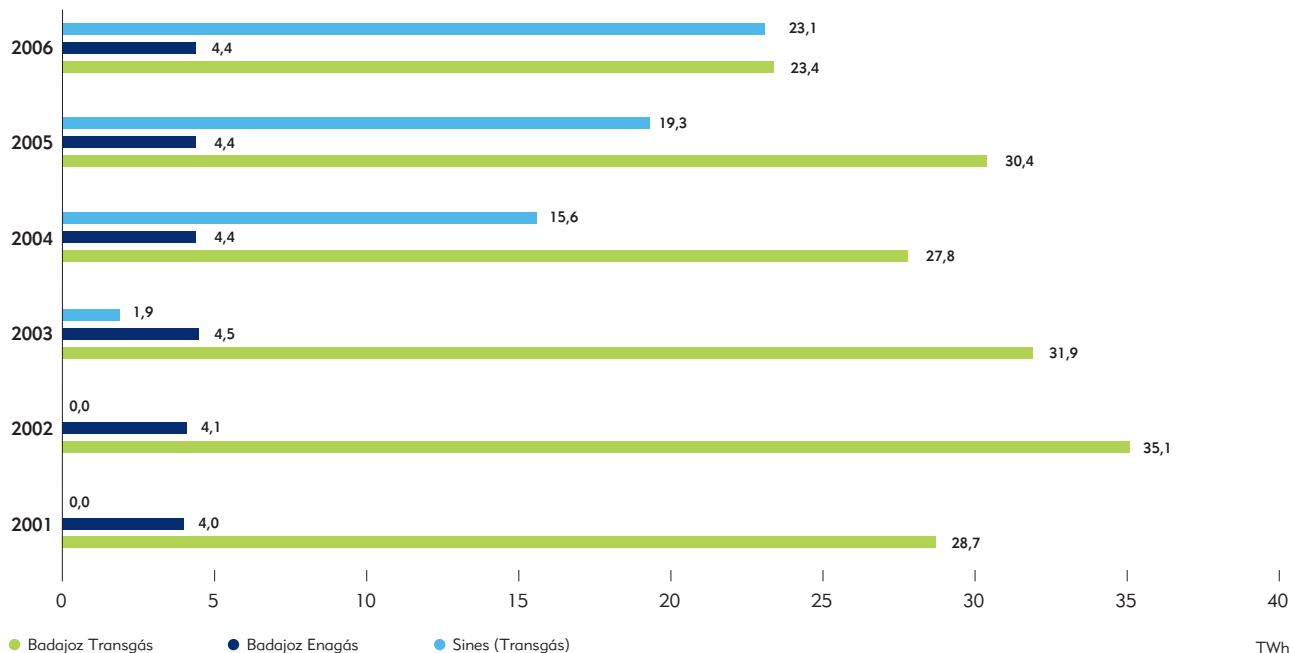
Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente - TIE



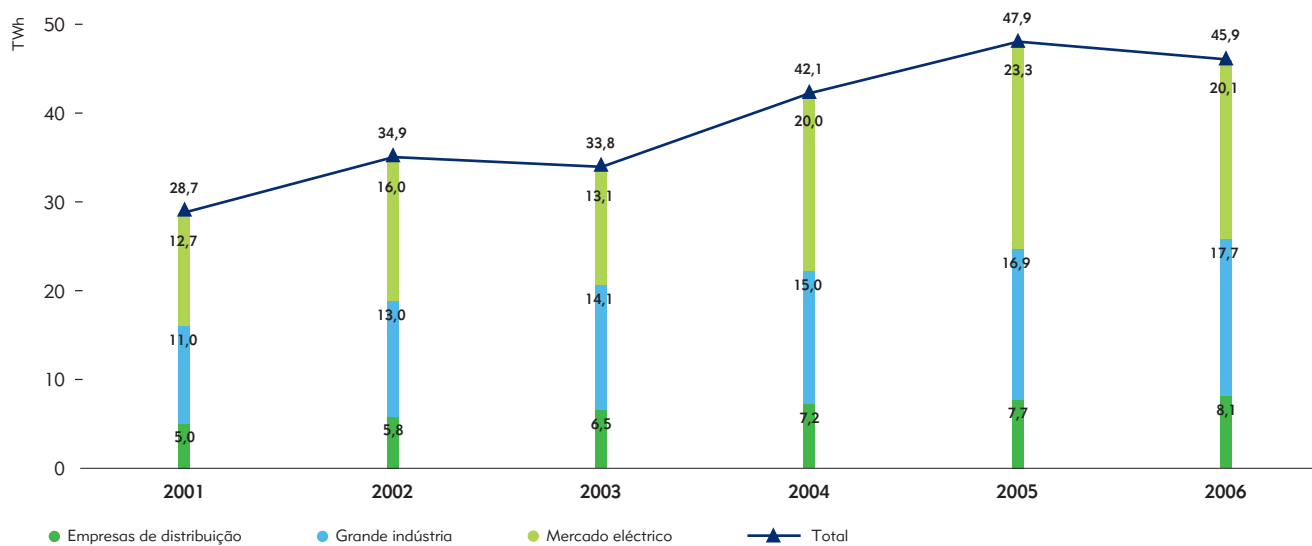
INDICADORES TÉCNICO-ECONÓMICOS

NEGÓCIO DE TRANSPORTE E ARMAZENAGEM DE GÁS NATURAL

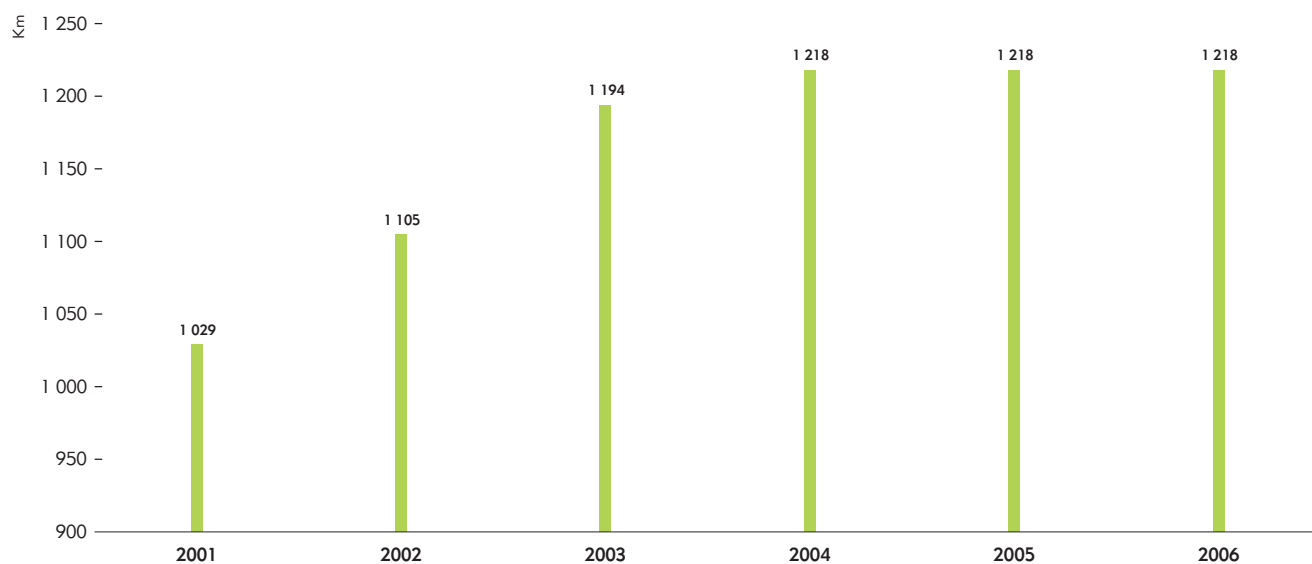
Entradas na RNTGN



Saídas da RNTGN



Evolução da rede de transporte de gás natural em alta pressão



(Pressão nominal: 84 bar)

ASPECTOS RELEVANTES DO ANO

- 1. Aprovada, em 30 de Junho, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006 que determina a transferência para a REN dos activos de transporte, regaseificação e armazenagem de gás natural, assim como a subsequente reorganização do Grupo REN; determina, ainda, a transformação da REN – Rede Eléctrica Nacional em REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., que terá como objecto único a gestão das sociedades concessionárias detidas pelo Grupo.**
- 2. Arranque, no 2.º trimestre, dos trabalhos de preparação da oferta pública inicial, no mercado de valores mobiliários, de parte do capital social da REN.**
- 3. No âmbito da criação do MIBEL, verificou-se a entrada em serviço, a 3 de Julho, do OMIP, pólo português do OMI – Operador do Mercado Ibérico de Electricidade – que tem a seu cargo a negociação da energia eléctrica por contratos de futuros com prazo igual ou superior a uma semana.**
- 4. Aprovadas, por Resoluções do Conselho de Ministros, em 23 de Agosto, as minutas dos contratos entre o Estado, a Transgás e as participadas da REN (Redes Energéticas Nacionais, SGPS), que definem, respectivamente, as relações de concedente e concessionárias de Serviço Público nas actividades de transporte, armazenamento e distribuição de gás natural por um período de 40 anos.**
- 5. Aprovada em Assembleia-Geral da REN, em 1 de Setembro, a constituição das novas sociedades comerciais, definindo-se o capital social de cada uma, integralmente subscrito e realizado pela REN. Foi, ainda, objecto de deliberação a alteração do contrato de sociedade da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., designadamente a modificação da sua denominação social para REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.**
- 6. Venda, em 16 de Setembro, à empresa Amorim Energia, da participação de 18,3% que a REN detinha no capital social da Galp Energia, SGPS.**



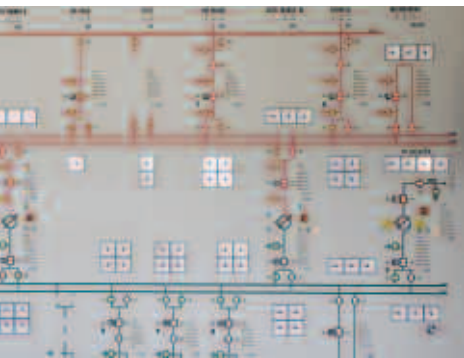
7. Assinatura, em 26 de Setembro, do Contrato de Compra e Venda dos activos regulados de transporte, regaseificação e armazenagem de gás natural entre a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e a Transgás, Sociedade Portuguesa de Gás Natural S.A., a Transgás SGPS, S.A. e a GDP – Gás de Portugal, SGPS, S.A. Estes activos foram integrados nas novas empresas do Grupo REN: REN – Gasodutos, S.A, REN – Armazenagem, S.A. e REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.

8. Na sequência da venda da participação detida pela REN no capital social da Galp Energia SGPS, e da mais-valia gerada com a operação, houve lugar em Setembro à distribuição de um dividendo extraordinário aos accionistas, no valor de 288,7 milhões de euros.

9. É publicado o Decreto-Lei n.º 228/2006, de 22 de Novembro, pelo qual é aprovado o processo de reprivatização de parte do capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

10. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) anual, registado pela REN em 2006 foi de 0,57 minutos, o segundo melhor valor registado até à data. Neste valor não está incluída a perturbação causada pelo incidente que ocorreu na Alemanha a 4 de Novembro, em que a RNT teve de desligar parte das suas cargas para ajudar à recuperação da estabilidade da rede europeia da UCTE, onde a RNT está inserida. Este incidente, classificado como de força maior, representaria, se fosse considerado no cálculo, um acréscimo de 2,74 minutos.

11. A REN ganhou um concurso internacional lançado pela União Europeia para, nos próximos dois anos, prestar serviços de assessoria ao dono da obra e fiscalizar a construção de uma linha de 400 kV na Roménia.



MISSÃO, VISÃO E VALORES

A EMPRESA

A REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., é a sociedade *holding* que agrupa quatro concessões de serviço público: i) transporte de energia eléctrica em muito alta tensão, ii) transporte de gás natural em alta pressão, iii) recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito e, iv) armazenamento subterrâneo de gás natural.

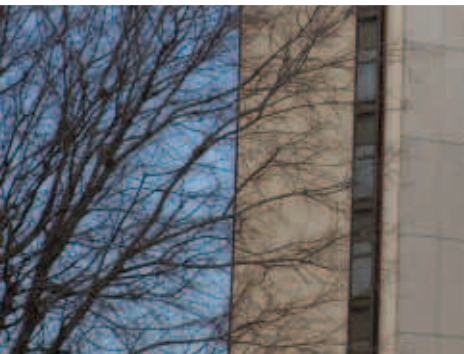
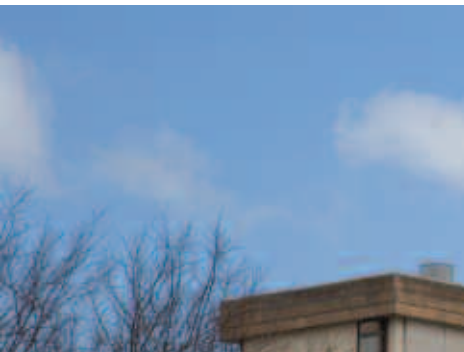
O agrupamento destas actividades reguladas sob uma única empresa independente dos operadores do mercado energético vem, assim, garantir a realização das correspondentes sinergias de operação e, tal como preconizado nas estratégias nacional e europeia para a energia, a efectiva separação das redes de transporte de electricidade e gás natural, como forma de garantir a liberdade de acesso às mesmas por todos os agentes do mercado, em condições de equidade e transparência.

VISÃO

Ser um dos mais eficientes operadores europeus de sistema de transporte de electricidade e gás natural, construindo valor para os seus accionistas, dentro de um quadro de desenvolvimento sustentável.

MISSÃO

A REN tem como missão garantir o fornecimento ininterrupto de electricidade e gás natural, ao menor custo, satisfazendo critérios de qualidade e de segurança, mantendo o equilíbrio entre a oferta e a procura em tempo real, assegurando os interesses legítimos dos intervenientes no mercado e conjugando as missões de operador de sistema e de operador de rede que lhe estão cometidas.



VALORES

1. Garantia do abastecimento

Explorar e desenvolver as actividades concessionadas e as interligações e terminais de descarga de modo a garantir o fornecimento ininterrupto de energia, satisfazendo todos os critérios de qualidade, criando as condições técnicas para o Mercado Ibérico da Electricidade e Gás.

2. Imparcialidade

Garantir a todos os intervenientes no mercado energético, produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores, acesso às redes e demais infra-estruturas de forma não discriminatória e em condições de igualdade de tratamento.

3. Eficiência

Desempenhar com rigor todas as tarefas que lhe são cometidas em termos de eficiência produtiva e com a melhor utilização de todos os recursos, contribuindo para o desenvolvimento do País, tendo em vista o bem-estar das populações e a criação de valor para os seus accionistas.

4. Sustentabilidade

Gerir as suas actividades de acordo com os princípios do desenvolvimento sustentável, nas vertentes económica, social e ambiental, com aposta no apoio à investigação e desenvolvimento e, ainda, na formação, na ética e no desenvolvimento do potencial dos seus recursos humanos.

AS CONCESSÕES

Enquanto concessionária da rede nacional de transporte de energia eléctrica (RNT), a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. assegura uma missão de utilidade pública, de onde se destacam as seguintes actividades:

- A gestão técnica do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e a gestão global do Sistema Eléctrico do Serviço Público (SEP);
- O transporte de energia eléctrica em Muito Alta Tensão (400, 220 e 150 kV);
- A exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT) de energia eléctrica e a construção, manutenção e planeamento das infra-estruturas que a integram.

Enquanto concessionária da rede de transporte de gás natural em alta pressão, o exercício da actividade da REN – Gasodutos, S.A. compreende:

- O recebimento, o transporte, os serviços de sistema e a entrega de gás natural através da rede de alta pressão;
- A construção, manutenção, operação e exploração de todas as infra-estruturas que integram a RNTGN e das interligações às redes e infra-estruturas a que esteja ligada e, bem assim, das instalações que são necessárias para a sua operação.

Enquanto concessionária da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, a REN ATLÂNTICO, S.A. é responsável pela:

- Recepção, armazenamento, tratamento e regaseificação de GNL e emissão de gás natural para a RNTGN, bem como o carregamento de GNL em camiões cisternas ou navios metaneiros;
- Construção, manutenção, operação e exploração das respectivas infra-estruturas e instalações.

Enquanto concessionária de actividade de armazenagem subterrânea, a REN – Armazenagem, S.A. é responsável pela:

- Recepção, injeção, armazenamento subterrâneo, extracção, tratamento e entrega de gás natural, quer para constituição e manutenção de reservas de segurança, quer para fins operacionais e comerciais;
- Construção, manutenção, operação e exploração de todas as infra-estruturas e, bem assim, das instalações que são necessárias para a sua operação.

COMPROMISSO COM A SOCIEDADE

A REN – Redes Energéticas Nacionais, no cumprimento da sua missão de serviço público no sector energético nacional, está empenhada na defesa e promoção dos princípios do desenvolvimento sustentável, procurando criar valor, de forma continuada, para os seus accionistas e outras partes interessadas.

O Conselho de Administração da REN assume o compromisso de adoptar um modelo de gestão ética e socialmente responsável, procurando considerar nas suas decisões, de forma equilibrada, os aspectos económicos, sociais e de preservação do ambiente. Em sintonia com estas linhas de orientação, o Conselho de Administração da REN compromete-se a aplicar os seguintes princípios no exercício de todas as actividades abrangidas pelos contratos de concessão outorgados pelo Estado Português:

- Contribuir para o crescimento da economia, gerindo as actividades do Grupo e investindo no sector energético com sentido de responsabilidade e em observância dos mais elevados valores de ética empresarial;
- Contribuir para a contenção dos custos da energia suportados pelos consumidores e para a diversificação das fontes de energia primária, actuando com eficiência e como agente catalisador do desenvolvimento de energias alternativas e de soluções que visem uma utilização mais racional da energia;
- Assegurar uma interacção harmoniosa com o meio ambiente, minimizando os impactes ambientais decorrentes das suas actividades, promovendo a utilização racional dos recursos naturais e a prevenção da poluição, tendo em vista a salvaguarda dos direitos das gerações futuras e o apoio ao desenvolvimento das energias renováveis;
- Manter e aprofundar sistemas de gestão da qualidade, do ambiente, da segurança e da saúde no trabalho; estabelecer nestas vertentes, e em observância do princípio da melhoria contínua, objectivos de melhoria e metas intercalares; avaliar ciclicamente os resultados obtidos tendo em vista a melhoria da eficácia dos sistemas, introduzindo, sempre que considere oportuno, as acções correctivas necessárias;

- Pugar pelo respeito efectivo dos princípios da Declaração Universal dos Direitos do Homem, das principais convenções da Organização Internacional do Trabalho sobre normas laborais e da iniciativa *Global Compact* das Nações Unidas;
- Promover o desenvolvimento dos seus recursos humanos, não apenas como instrumento de criação de valor para os accionistas, mas sobretudo como alavanca fundamental de construção de capital humano catalisador de processos de eficiência na utilização de recursos e de prossecução de preocupações de natureza social e ambiental;
- Combater todas as formas de corrupção;
- Adoptar na comunicação, tanto interna como externa, formas de diálogo aberto e construtivo, com transparência e respeito pela verdade;
- Fomentar e apoiar projectos de investigação e desenvolvimento de interesse para a actividade do Grupo, promovendo activamente a inovação de base tecnológica nacional, com incidência favorável, designadamente, na área do ambiente;
- Patrocinar iniciativas das comunidades locais e da sociedade, em geral, numa lógica de apoio efectivo ao desenvolvimento das populações que mais interagem com as infra-estruturas da REN;
- Aperfeiçoar os mecanismos de relacionamento com as partes interessadas para, com base num melhor conhecimento das suas necessidades e expectativas, melhorar o desempenho da REN e o grau de satisfação dos seus colaboradores e outras partes interessadas;
- Envolver, no respeito pelos princípios e compromissos anteriormente referidos, não apenas todos os colaboradores do Grupo, mas também todos os fornecedores e prestadores de serviços que com a REN cooperam nas diferentes actividades e iniciativas;
- Manter informadas as partes interessadas sobre os desenvolvimentos alcançados nestas matérias, através da publicação anual de um relatório de sustentabilidade.



QUEM SOMOS

29	QUEM SOMOS
30	A Empresa
31	Estrutura Societária do Grupo REN
32	Estrutura Organizacional das Empresas do Grupo
36	Recursos Humanos
37	Estrutura Accionista
38	ÓRGÃOS SOCIAIS E CORPO DIRECTIVO DA MACROESTRUTURA DO GRUPO

A EMPRESA

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. foi criada a 18 de Agosto de 1994, em resultado de reorganização interna do Grupo EDP. Mais tarde, em Novembro de 2000, foi consumada a separação total em relação ao Grupo EDP, no seguimento do processo de privatização daquele Grupo e da liberalização do mercado energético europeu, que, conforme orientação da directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro de 1996, veio impor a separação jurídica entre as empresas responsáveis pela gestão da rede de transporte e as que desenvolvem actividades de produção e distribuição de electricidade.

No intuito de criar valor para os seus accionistas e seguindo uma estratégia de optimização dos recursos ao seu dispor, a REN criou, em finais de 2001, a RENTELECOM – Comunicações S.A., sua primeira empresa subsidiária, que tem por objecto a rentabilização da capacidade excedentária da sua rede privada de telecomunicações.

Em 2003, na sequência da Cimeira Ibérica da Figueira da Foz, os governos ibéricos decidiram dar um novo impulso ao MIBEL – Mercado Ibérico da Electricidade – tendo, entre outras, tomado a iniciativa de criação de um Operador de Mercado Ibérico, com dois pólos, um em Espanha, encarregue de gerir os mercados diário e intradiário, e o pólo português, dedicado aos produtos derivados sobre energia eléctrica. Assim, a REN constituiu, a 16 de Junho desse ano, a segunda empresa subsidiária, o OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A., que tem por missão gerir o mercado de energia eléctrica a prazo em articulação com o OMEL – Operador del Mercado Ibérico de Energia – Polo Español, S.A. O capital social do OMIP é detido em 90% pela REN e os restantes 10% pelo OMEL.

No quadro da reestruturação do sector energético, cujas linhas gerais foram estabelecidas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Setembro, que determina a concentração num único

grupo empresarial das empresas concessionárias das infra-estruturas de transporte de electricidade e gás natural, a REN adquiriu, a 26 de Setembro, os correspondentes activos de gás natural detidos pela Galp Energia, tendo passado a exercer, em regime de concessão de serviço público, por um período de 40 anos, as seguintes actividades reguladas:

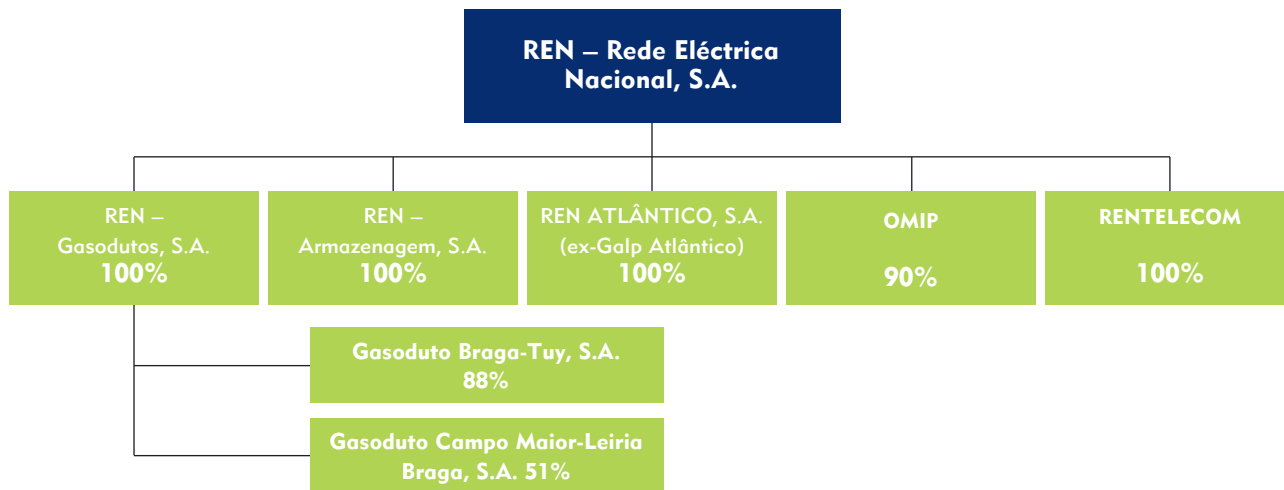
- (i) transporte de gás natural em alta pressão;
- (ii) armazenamento subterrâneo de gás natural;
- (iii) recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito em terminais de GNL.

No caso das primeiras duas actividades, a REN procedeu à aquisição dos correspondentes activos, tendo, na sequência desta operação, procedido à criação das sociedades REN – Gasodutos, S.A. e REN – Armazenagem, as quais passaram a exercer as correspondentes concessões. No que respeita à terceira, a REN adquiriu a correspondente operadora, que tinha a denominação de Transgás Atlântico – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A., a qual foi redenominada REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL S.A. e passou a assumir a correspondente concessão.

Na sequência desta operação, Portugal passou a constituir um dos poucos países europeus onde estas actividades são exercidas por uma entidade independente dos operadores de produção, distribuição e comercialização de energia, tal como foi recentemente recomendado pela União Europeia.

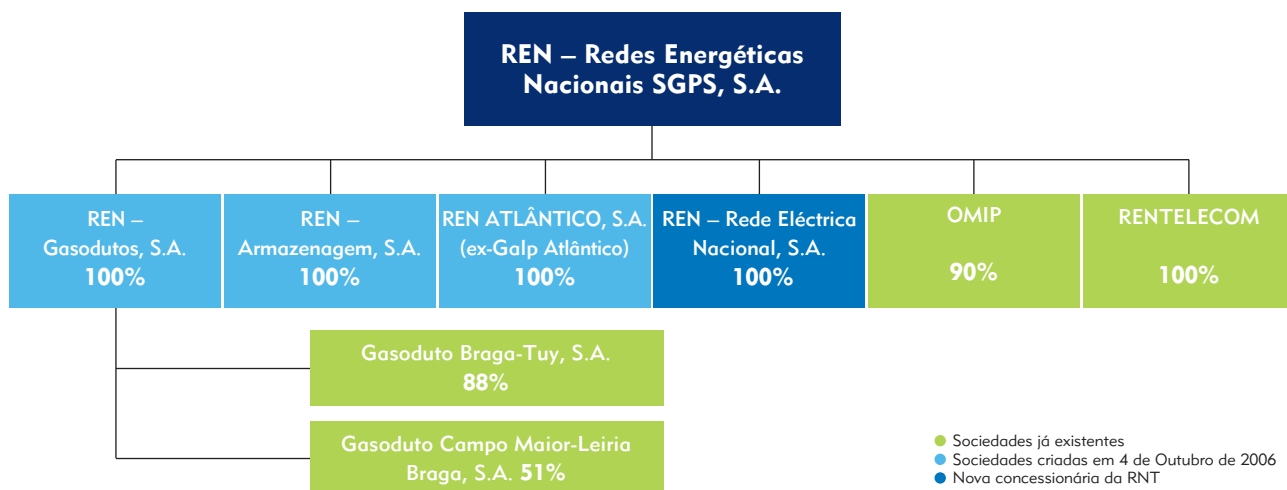
ESTRUTURA SOCIETÁRIA DO GRUPO REN

Na figura seguinte apresenta-se a estrutura societária do Grupo REN em 31 de Dezembro de 2006.



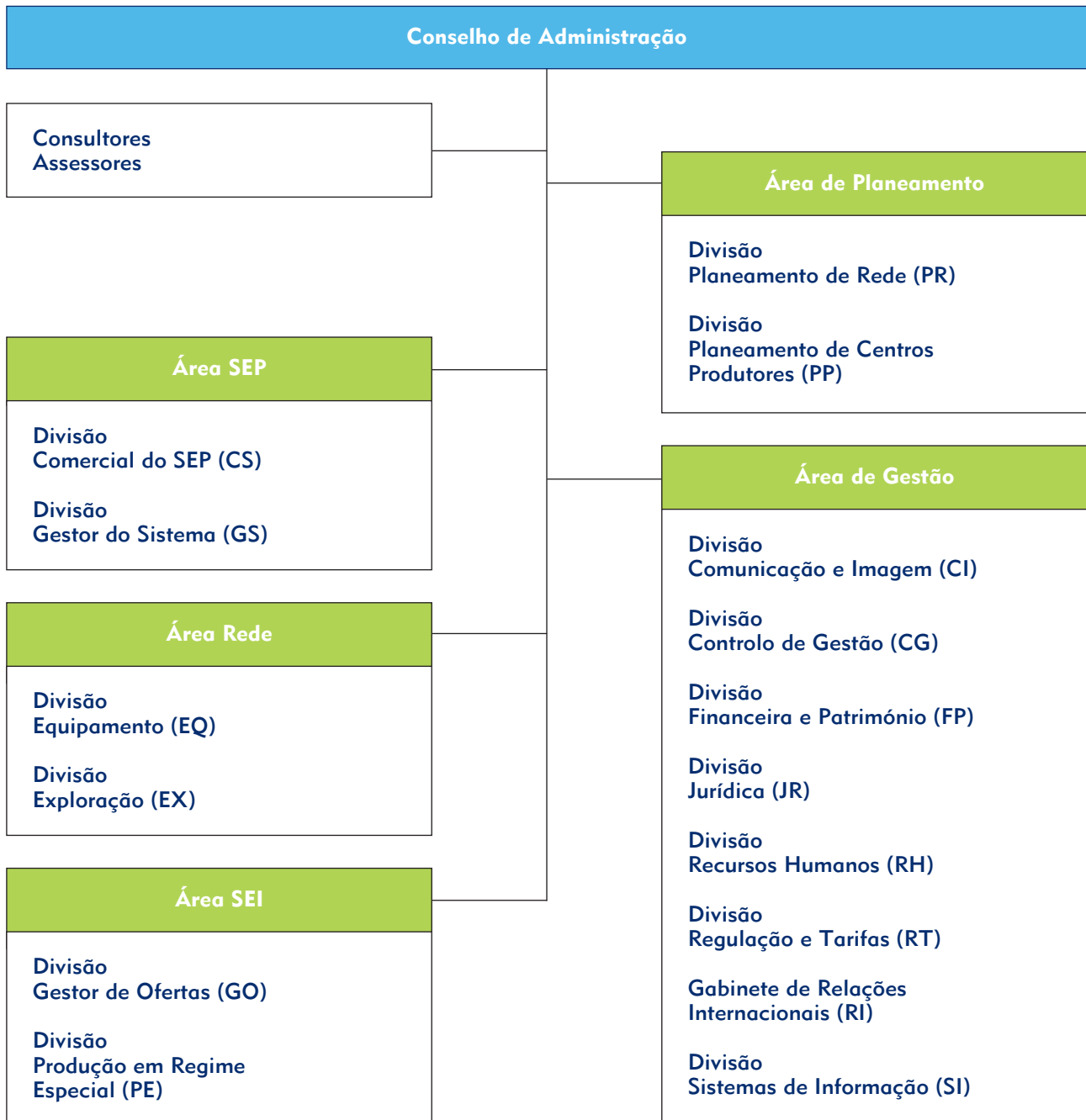
A Rede Eléctrica Nacional, S.A. detinha 100% do capital da maior parte das empresas participadas, com excepção do OMIP cuja participação no capital social era de 90% e das duas sociedades participadas pela REN – Gasodutos: a Gasoduto Braga-Tuy, S.A. e a Gasoduto Campo-Maior-Leiria-Braga, S.A. detidas a 88% e a 51%, respectivamente.

Em 5 de Janeiro de 2007, dando cumprimento ao disposto no n.º 5 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, de 30 de Junho, a REN foi transformada em sociedade de participações sociais com a denominação de REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., tendo transferido os activos relativos ao transporte de electricidade em muito alta tensão para uma nova sociedade, que adoptou a denominação social REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., tendo a estrutura societária do Grupo evoluído para a seguinte configuração:

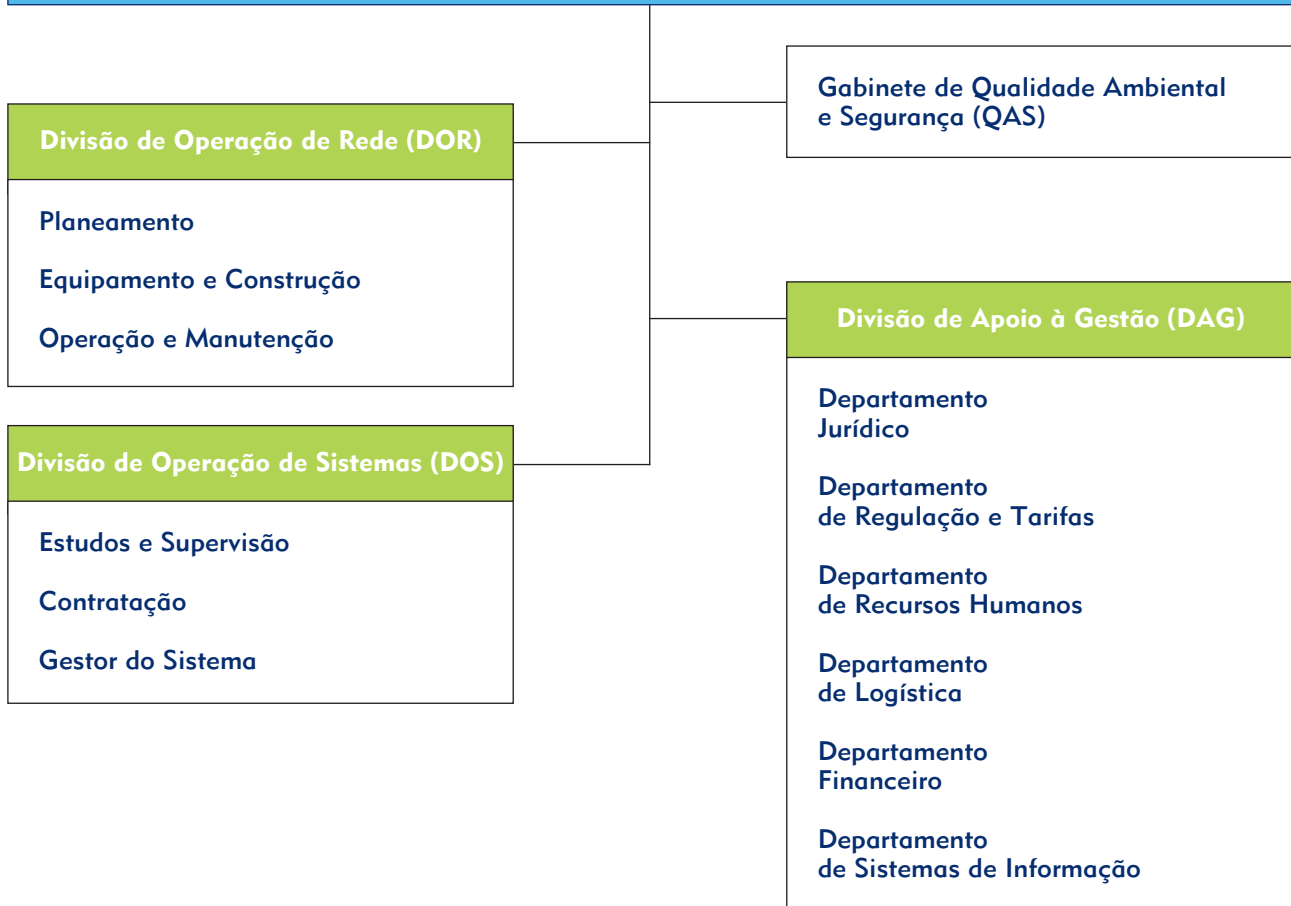


ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DAS EMPRESAS DO GRUPO

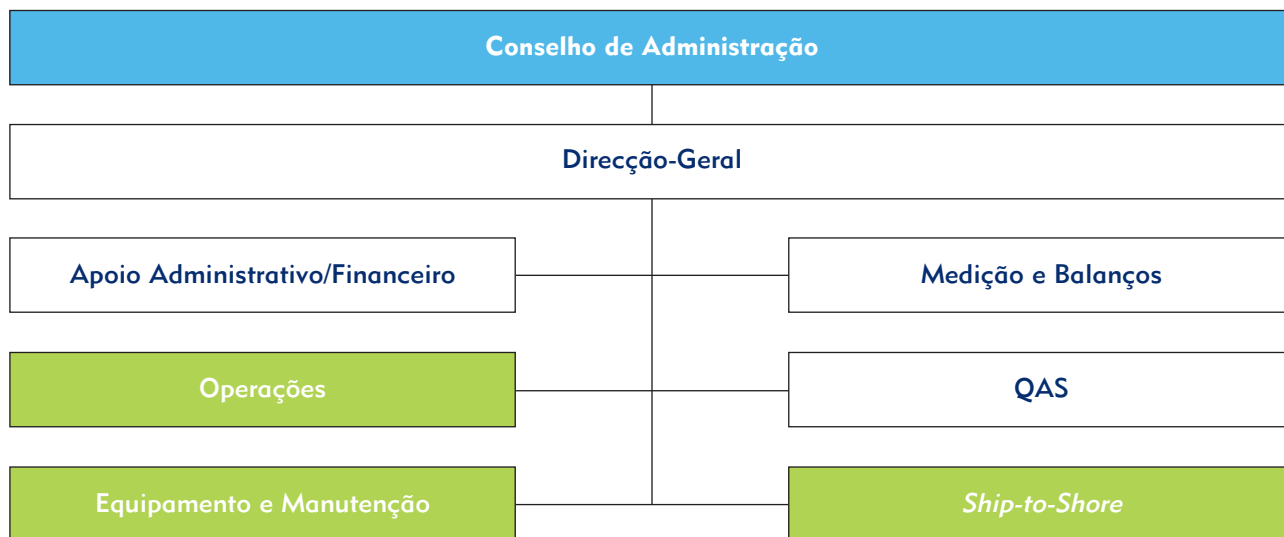
REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.



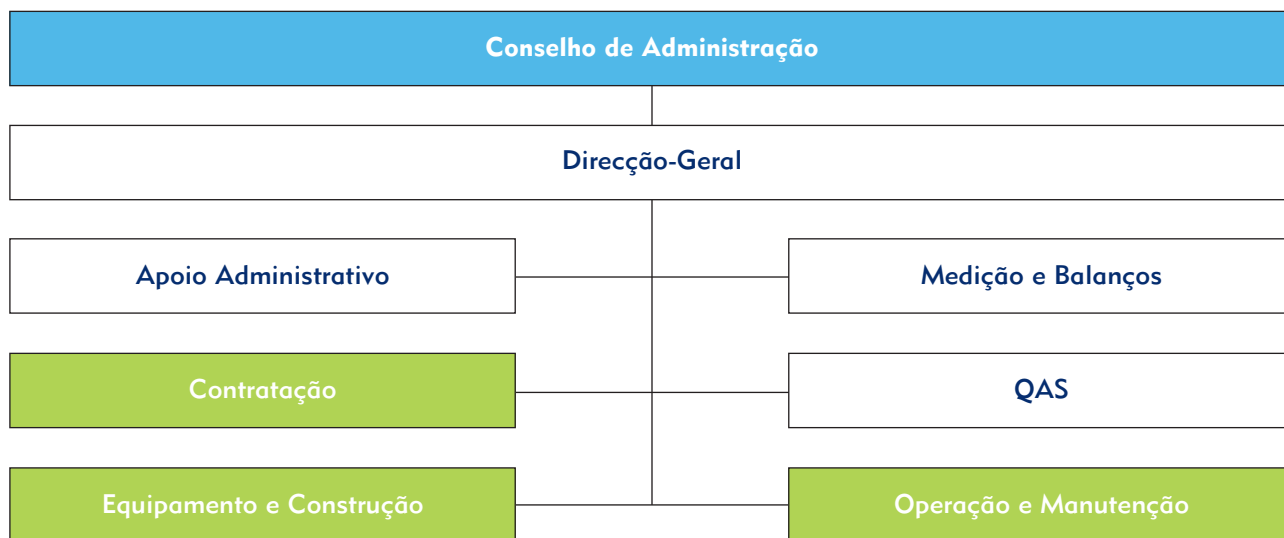
Conselho de Administração



REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.



REN – Armazenagem, S.A.

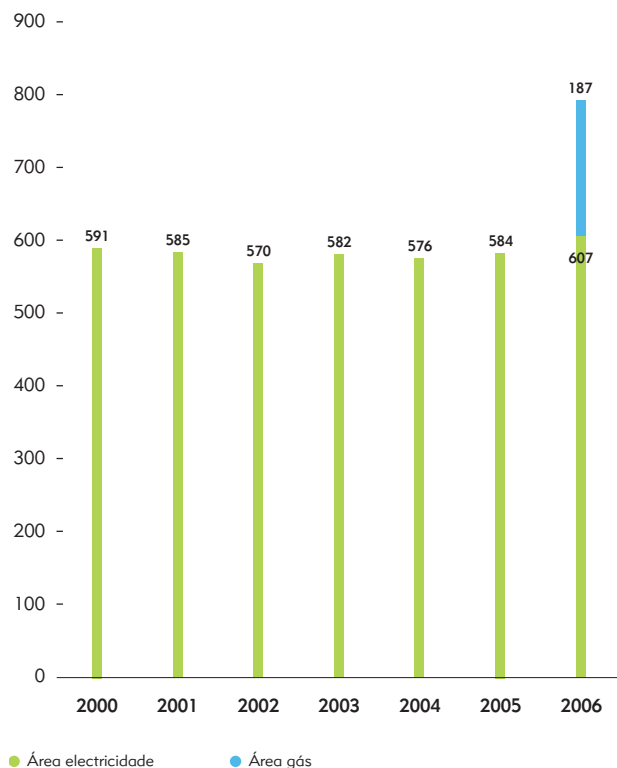




RECURSOS HUMANOS

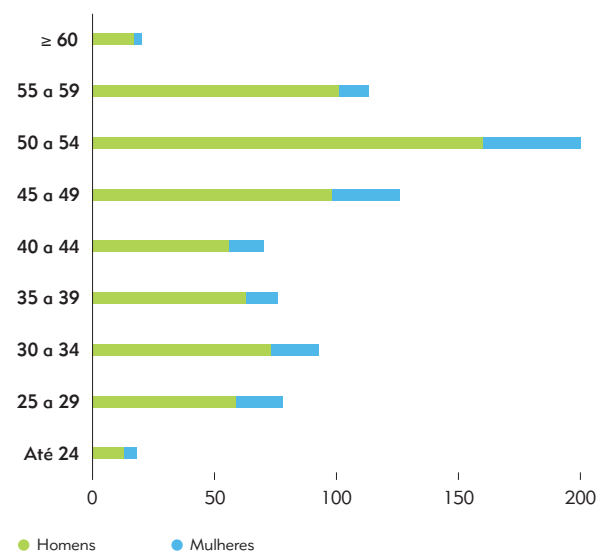
O número de efectivos da REN registou, em 2006, uma alteração profunda com a inclusão de 187 trabalhadores oriundos da Galp Energia, na sequência da aquisição de activos que deram origem à criação das empresas de gás. No final do ano, o efectivo total ascendia a 794 trabalhadores, cabendo à área de electricidade 607, ou seja, 76%, e à área de gás 187 (24%).

Evolução do número de efectivos



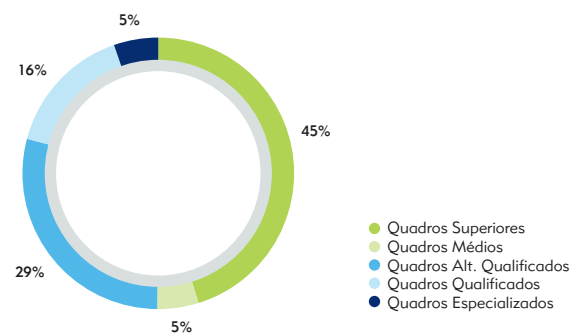
Os trabalhadores do género masculino representam cerca de 80% do total, cabendo ao género feminino os restantes 20%. A idade média, por sua vez, para o conjunto dos dois géneros, é de 44,5 anos de idade, sendo mais elevada na área de electricidade (45,8) do que na área de gás (40,0).

Estrutura etária do Grupo REN



Por categorias profissionais, destaca-se o peso dos quadros superiores – trabalhadores com habilitação académica não inferior a bacharelato – que representam 45% do efectivo total do Grupo.

Estrutura por classe profissional em 2006



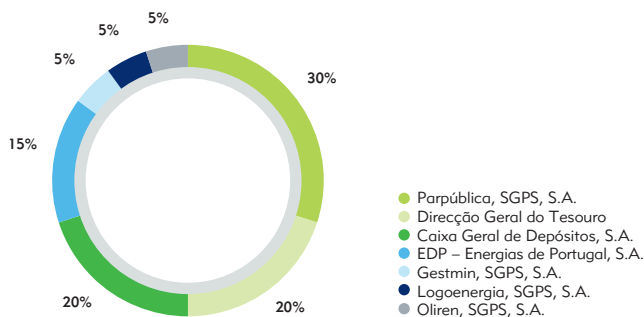
ESTRUTURA ACCIONISTA

Em 22 de Dezembro de 2006, a EDP – Energias de Portugal, S.A. comunicou ter procedido à alienação de uma participação correspondente a 15% do capital social da REN, dividida em três blocos de acções, correspondendo cada bloco a 5% do capital social da REN. Os adquirentes foram as sociedades Gestmin, SGPS, S.A., Logoenergia, SGPS, S.A. e Oliren, SGPS, S.A. Assim, a estrutura accionista, em 31 de Dezembro de 2006, do capital social da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. era a apresentada no quadro resumo anexo.

Em 31 de Dezembro de 2006

Empresa	N.º de acções	Participação
Parpública, SGPS, S.A.	32 040 000	30%
Direcção-Geral do Tesouro	21 361 068	20%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	21 358 932	20%
EDP – Energias de Portugal, S.A.	16 020 000	15%
Gestmin, SGPS, S.A.	5 340 000	5%
Logoenergia, SGPS, S.A.	5 340 000	5%
Oliren, SGPS, S.A.	5 340 000	5%
	106 800 000	100%

Composição accionista em 31 de Dezembro de 2006



Em 2 de Janeiro de 2007, a *holding* do Estado Parpública anunciou, por sua vez, ter reforçado a sua posição na REN, por transferência de participação detida pela Direcção-Geral do Tesouro. O número de acções adquiridas pela Parpública foi de 21 361 068 acções, representativas de 20% do capital social da REN, e que, desta forma, passou a deter 50% do capital social da REN.



ÓRGÃOS SOCIAIS E CORPO DIRECTIVO DA MACROESTRUTURA DO GRUPO

REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, S.A.

MESA DA ASSEMBLEIA-GERAL

Dr. António José Marrachinho Soares
Presidente

Eng.º João Manuel de Sousa Moreira
Vice-Presidente

Dr.ª Maria Elvira Teixeira Borges
Secretária

ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO

Dr. Luís Borges Assunção
ROC Efectivo

J. Monteiro & Ass.
ROC Suplente

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Eng.º José Rodrigues Pereira dos Penedos
Presidente

Eng.º Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Vogal

Prof. Doutor Aníbal Durães dos Santos
Vogal

Eng.º Henrique Joaquim Gomes
Vogal

Prof. Doutor Paulo José Jubilado Soares de Pinho
Vogal

REN – REDE ELÉCTRICA NACIONAL, S.A.

MESA DA ASSEMBLEIA-GERAL

Dr. António José Marrachinho Soares
Presidente

Eng.º João Manuel de Sousa Moreira
Vice-Presidente

Dr.ª Maria Elvira Teixeira Borges
Secretária

ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO

Dr. Luís Borges Assunção
ROC Efectivo

J. Monteiro & Ass.
ROC Suplente

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Eng.º José Rodrigues Pereira dos Penedos
Presidente

Eng.º Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Vogal

Prof. Doutor Aníbal Durães dos Santos
Vogal

Eng.º Henrique Joaquim Gomes
Vogal

Prof. Doutor Paulo José Jubilado Soares de Pinho
Vogal

CONSULTOR DO CONSELHO

Eng.ª Maria José Menéres Duarte Pacheco Clara

ASSESSOR DO CONSELHO

Eng.º Óscar Emanuel de Magalhães Ribeiro

ÁREA SEP

Comercial do SEP
Eng.º Fernando Manuel Santos

Gestor do Sistema
Eng.º José Júlio Pontes Amarante dos Santos

ÁREA REDE

Equipamento
Eng.º Jorge Manuel Pais Marçal Liça

Exploração
Eng.º António Albino Vilhena Alençó Marques

ÁREA SEI

Gestor de Ofertas
Eng.º Armando Jorge Patrão Reto

Produção em Regime Especial
Eng.º Mário Crisóstomo de Andrade

ÁREA PLANEAMENTO

Planeamento dos Centros Produtores
Eng.º Francisco Luís Gonçalves Saraiva

Planeamento da Rede
Eng.º João Pedro da Silva Ricardo

ÁREAS DE GESTÃO

Comunicação e Imagem
Dr. Artur Vaz Pinto

Controlo de Gestão
Dr. Luís Filipe Melo Gonçalves

Financeira e Património
Dr. Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

Jurídica
Dr.ª Maria Elvira Teixeira Borges

Recursos Humanos
Dr. Manuel Joaquim Quintas Gomes Veiga

Regulação e Tarifas
Eng.º Vítor Manuel Vigário Pinto Vieira

Relações Internacionais
Eng.º Artur Manuel Anjos Lourenço

Sistemas de Informação
Eng.º António Manuel Faria de Sousa Fonseca

REN – GASODUTOS, S.A.

MESA DA ASSEMBLEIA-GERAL

Dr.º Maria Elvira Teixeira Borges
Presidente

Dr.º Ana Paula Boazinha Fernandes Antão Cerqueira
Vice-Presidente

ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO

Dr. Luís Borges Assunção
ROC Efectivo

Matos Gil & Nunes Cameira, SROC
ROC Suplente

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Eng.º José Rodrigues Pereira dos Penedos
Presidente

Eng.º Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Vogal

Prof. Doutor Aníbal Durães dos Santos
Vogal

Eng.º Henrique Joaquim Gomes
Vogal

Prof. Doutor Paulo José Jubilado Soares de Pinho
Vogal

Gabinete de Qualidade Ambiente e Segurança
Cmdt. António João George Lacerda Nobre

Apoio à Gestão
Eng.º Pedro Manuel Amorim La Puente Furtado

Operação da Rede
Eng.º Luís Manuel Ferreira

Operação do Sistema
Eng.º Rui Manuel Cardoso Vicente Marmota

REN – ARMAZENAGEM, S.A.

MESA DA ASSEMBLEIA-GERAL

Dr.º Ana Paula Boazinha Fernandes Antão Cerqueira
Presidente

Dr.º Maria Elvira Teixeira Borges
Vice-Presidente

ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO

Dr. Luís Borges Assunção
ROC Efectivo

Matos Gil & Nunes Cameira, SROC
ROC Suplente

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Eng.º José Rodrigues Pereira dos Penedos
Presidente

Eng.º Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Vogal

Prof. Doutor Paulo José Jubilado Soares de Pinho
Vogal

Director-Geral
Avocado pelo Eng.º Luís Manuel Ferreira

REN ATLÂNTICO – TERMINAL DE GNL S.A.

MESA DA ASSEMBLEIA-GERAL

Dr.º Ana Paula Boazinha Fernandes Antão Cerqueira
Presidente

Dr.º Maria Elvira Teixeira Borges
Vice-Presidente

ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO

Dr. Luís Borges Assunção
ROC Efectivo

Matos Gil & Nunes Cameira, SROC
ROC Suplente

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Eng.º José Rodrigues Pereira dos Penedos
Presidente

Prof. Doutor Aníbal Durães dos Santos
Vogal

Eng.º Henrique Joaquim Gomes
Vogal

Director-Geral
Dr. Carlos Manuel Mendes Pinheiro de Azevedo



ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

41 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

42 Panorama Internacional

43 A economia portuguesa

46 O MERCADO E A INDÚSTRIA

46 A electricidade e o gás natural no contexto energético global

47 Acontecimentos nos mercados energéticos europeus em 2006

47 O mercado interno de energia

47 Electricidade

49 Gás natural

49 Eficiência energética

49 Energia renovável

51 Comércio de emissões

53 Infra-estruturas de redes

53 Mercados regionais

54 MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade

55 Procura e produção

55 Electricidade

57 Gás natural

ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

PANORAMA INTERNACIONAL

Na sequência do bom desempenho registado em 2005, a actividade económica mundial continuou a crescer a um ritmo robusto em 2006, com evolução de 5,1% em relação a 2005¹. Esta taxa, pouco inferior ao valor atingido em 2004, deverá situar-se 0,2 p.p. acima da registada em 2005, continuando a ser suportada pelo bom desempenho das economias asiáticas e dos Estados Unidos, assim como pela forte expansão do comércio mundial.

O preço do petróleo alcançou um novo recorde histórico no Verão de 2006, com o *Brent* quase a alcançar os 80 USD por barril em meados de Agosto. No entanto, o diminuir do risco de alastramento dos conflitos no Médio Oriente, a quebra na procura e o aumento dos *stocks* norte-americanos conduziram ao recuo dos preços do petróleo para níveis próximos de 60 USD/barril em Outubro. Em média, o preço do petróleo *Brent* atingiu os 65,6 USD/barril em 2006.

O aumento das pressões inflacionistas em várias economias, no decorrer do ano, reflectiu-se em subidas das taxas de juro oficiais por vários bancos centrais, incluindo o BCE. No entanto, as condições nos mercados financeiros permaneceram globalmente favoráveis, continuando a suportar o crescimento económico.

Em relação à economia norte-americana, regista-se uma ligeira aceleração no crescimento do PIB, que passa de 3,2% em 2005 para 3,4% em 2006. Após a aceleração da economia no 1.º trimestre do ano, registou-se, nos últimos meses, um abrandamento do ritmo de crescimento, sobretudo, devido ao enfraquecimento do sector imobiliário, associado ao impacto da subida das taxas de juro. No tocante ao mercado de trabalho, destaca-se uma redução em 0,4 p.p. na taxa de desemprego (4,7% em 2006) a par do crescimento dos salários nominais da ordem dos 4,0%. O sólido crescimento do mercado das exportações vem, em certa medida, atenuar a queda registada ao nível da procura interna.

São de destacar os desequilíbrios macroeconómicos, associados ao elevado défice externo, que se fizeram sentir no decorrer do ano. Neste contexto, o défice da Balança de Transacções Correntes agravou-se para 6,4% do PIB (6,2% em 2005). Por seu turno, o saldo da Balança Comercial, medido em percentagem do PIB, situou-se em -6,5%.

A inflação, medida pelo Índice de Preços no Consumidor, manteve-se inalterada face ao ano anterior, situando-se em 3,4%.

No Japão assistiu-se a um maior dinamismo face ao ano anterior, reflectindo a continuação da aceleração do investimento e o elevado ritmo de crescimento das exportações. O investimento empresarial permaneceu robusto e o consumo privado continuou a ser apoiado pelo aumento da confiança dos consumidores e melhores perspectivas de emprego. Neste contexto, o desemprego atingiu 4,3% da população activa, menos 0,1 p.p. do que em 2005. Os sinais de deflação parecem, finalmente, ter desaparecido, registando-se uma inflação, medida pelo IHPC, de 0,3%. Por seu turno, o défice público, expresso em percentagem do PIB, diminuiu 0,9 p.p., para 5,6%, enquanto a dívida pública continuou a subir, passando de 158,9% em 2005 para 161,5% do PIB em 2006.

Nas restantes economias asiáticas, o crescimento económico manteve-se muito acima da média mundial, evidenciando um crescimento de 8,4%. No entanto, permaneceram disparidades entre as várias economias que compõem esta região, com a China e a Índia a destacarem-se pela positiva entre as várias economias envolvidas.

A actividade económica da zona Euro registou uma forte aceleração em 2006, assinalando o crescimento mais elevado desde o início da década. O PIB cresceu 2,6%, mais 1,2 p.p. do que em 2005, impulsionado pela forte procura interna e, em menor grau, pelo contributo positivo das exportações líquidas para o PIB. Face à pressão

¹ Previsões da Comissão Europeia: *Economic Forecasts – Autumn 2006*

inflacionista decorrente do preço do petróleo, o BCE prosseguiu a sua política de subida de taxas de juro, elevando em Dezembro a sua taxa de referência para 3,5%. No mercado cambial, verificou-se uma desvalorização do dólar face ao euro, penalizando, principalmente, as empresas exportadoras europeias. O câmbio fechou o mês de Dezembro em 1,3170 dólares por euro.

As taxas de juro do mercado monetário do euro, para prazos de três, seis e doze meses, sofreram uma deslocação no sentido ascendente, situando-se, no final de Dezembro de 2006, respectivamente em 3,73, 3,88 e 4,03%, o que traduz variações positivas de 1,24, 1,22 e 1,18 p.p., respectivamente, face ao final de Dezembro de 2005. No entanto, assistiu-se a uma diminuição do grau de inclinação da curva de rendimentos, com os títulos de maturidade mais curta a serem penalizados pela expectativa de subida da taxa directora do BCE, enquanto os prazos mais longos beneficiaram do efeito contágio dos EUA. Neste contexto, as taxas de rendibilidade da dívida pública a 10 anos, na área do euro, situavam-se, no dia 18 de Dezembro de 2006, em cerca de 3,90%, o que se compara com 3,41% em 15 de Dezembro de 2005.

O bom desempenho do investimento, impulsionado pelo aumento regular da utilização da capacidade, condições financeiras mais favoráveis e grandes margens de lucro, permitiu fortalecer a procura interna, compensando os efeitos negativos decorrentes de políticas fiscais mais restritivas.

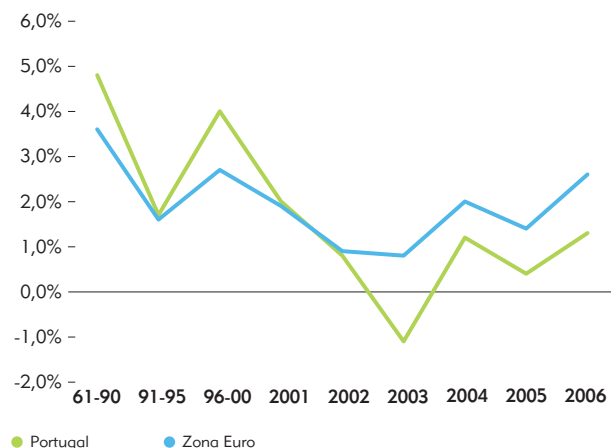
A descida da taxa de desemprego, assim como as expectativas mais optimistas dos consumidores, tiveram um impacto positivo no consumo privado. Neste contexto, a taxa de desemprego situou-se nos 8,0% em 2006, menos 0,6 p.p. do que a verificada em 2005. A inflação permaneceu estável em 2006, com o IHPC a fixar-se em 2,2%.

As finanças públicas da zona euro também apresentaram melhores resultados comparativamente com o ano transacto, com um défice orçamental médio de 2,0% do PIB em 2006, abaixo dos 2,4% registados em 2005, principalmente à custa de receitas fiscais mais elevadas do que o esperado. Acima dos 3% do PIB ficaram a Itália (-4,7%) e Portugal (-4,6%). Em termos de dívida pública, verificou-se uma melhoria em 1,2 p.p. (69,4% do PIB em 2006).

A ECONOMIA PORTUGUESA

Em Portugal, o ano de 2006 foi marcado por uma reanimação económica, com o PIB a registar um crescimento de cerca de 1,2%, acelerando 0,8 p.p. face ao observado em 2005. A expansão da economia nacional assentou, fundamentalmente, no crescimento das exportações, na sequência de importantes ganhos de quota de mercado em países extra-UE. Neste sentido, o contributo das exportações líquidas para o crescimento do PIB tornou-se positivo em 2006, na medida em que as importações evidenciaram um crescimento mais moderado. Apesar do efeito negativo dos termos de troca, em consequência da alta do preço do petróleo, este comportamento favorável no comércio externo deverá ter conduzido a uma redução do défice da Balança Corrente. Em sentido contrário, o contributo da procura interna foi praticamente nulo, reflectindo uma assinalável desaceleração dos consumos público e privado, assim como uma queda, ainda que mais ligeira, do investimento.

Crescimento do PIB (taxas de variação)

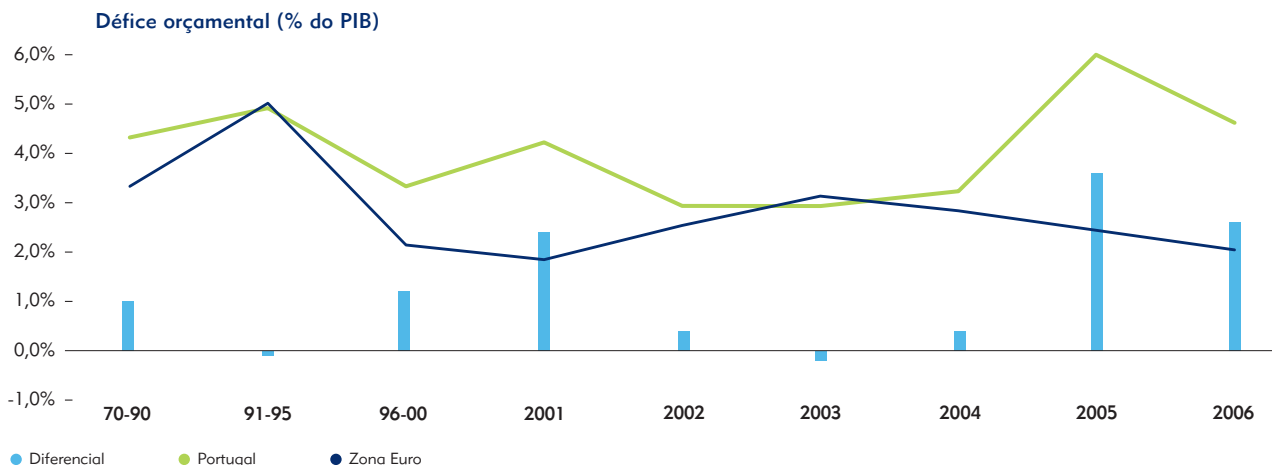
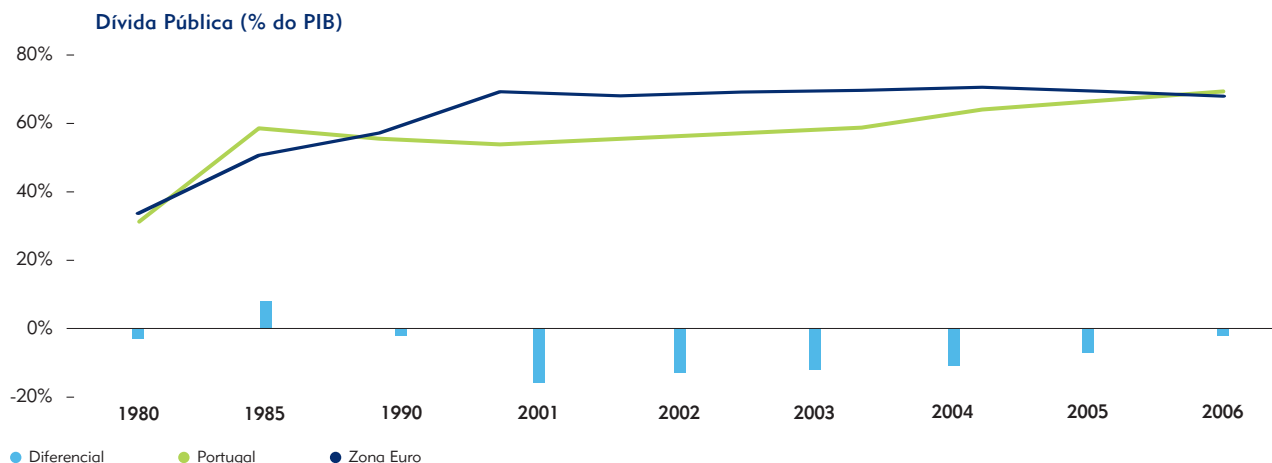


O abrandamento do crescimento do consumo privado reflectiu, em parte, o maior nível de endividamento das famílias e a sua indexação a taxas de juro mais elevadas, apesar da estabilização da taxa de desemprego (7,6%). A Formação Bruta de Capital Fixo não acompanhou a recuperação económica do país, registando, em 2006, uma queda de 2,6%,

após uma redução de 3,0% em 2005. Relativamente ao investimento empresarial, as decisões das empresas continuaram a ser condicionadas pela incerteza em torno das perspectivas da procura e consolidação orçamental. Por seu turno, a necessidade de prosseguimento de consolidação orçamental traduziu-se numa redução significativa do investimento público. Finalmente, as quedas sucessivas do investimento em habitação, registadas nos últimos anos, têm reflectido uma situação de ajustamento face ao forte ritmo de crescimento deste tipo de investimento na segunda metade da década de 90.

Em 2006, o IHPC português registou um crescimento de 3,0% face a 2005. Para este aumento da inflação contribuíram, designadamente, a continuação da evolução desfavorável dos preços do petróleo e o aumento da taxa normal do IVA em 2005, a qual teve um efeito transversal nos preços, sobretudo durante o primeiro semestre.

A dívida pública continuou a aumentar em 2006, ascendendo a 67,4% do PIB, o que se compara com 64,0% em 2005. No entanto, o défice público diminuiu para 4,6% do PIB (6,0% em 2005), reflectindo, em parte, o esforço de consolidação orçamental que vem sendo levado a cabo.





O MERCADO E A INDÚSTRIA

A ELECTRICIDADE E O GÁS NO CONTEXTO ENERGÉTICO GLOBAL

O consumo mundial de energia continua em franco crescimento. Projecções recentes da Agência Internacional de Energia² apontam para um aumento da procura mundial de energia primária superior a 25% até 2015 e a 50% até 2030. Este crescimento aumenta a pressão sobre o sector energético para encontrar soluções para o triplo desafio da sustentabilidade – segurança de abastecimento, protecção do ambiente e competitividade.

A contribuição da electricidade para o consumo final de energia aumentou de 9,0% em 1971 para 16,2% em 2004 e deverá atingir mais de 20% em 2030. Prevê-se que a procura de electricidade ao nível mundial duplique entre 2003 e 2030. O crescimento mais acentuado ocorrerá nos países fora da OCDE, que representam 71% do crescimento global, devido ao seu mais elevado crescimento médio anual da procura (3,9% contra 1,5% dos países da OCDE). A maior taxa anual de aumento do consumo, 4,7%, corresponde aos países asiáticos não pertencentes à OCDE.

O gás natural representa 21% do consumo mundial de energia primária, quota que é ligeiramente superior nos mercados mais maduros da América do Norte e da Europa. O rápido crescimento da procura observado desde 2000 deverá abrandar na segunda metade da década, embora a procura global continue a aumentar de cerca de 2,8 tcm (10¹² metros cúbicos) em 2005 para um valor previsto de 3,2 tcm em 2010. O principal factor indutor deste crescimento nos países da OCDE é a produção de energia eléctrica em centrais a gás natural, enquanto nos países do Médio Oriente, na China e na Índia os restantes sectores estão também em rápido crescimento, influenciando significativamente o comportamento do mercado. O Médio Oriente e os países da antiga União Soviética possuem 41% e 32% das reservas mundiais de gás, respectivamente,

enquanto os países da OCDE detêm apenas cerca de 9% dessas reservas.

Os mercados energéticos e o contexto geopolítico mudaram significativamente nas últimas décadas. O desafio das alterações climáticas, a crescente dependência energética relativamente ao exterior e o aumento dos preços da energia são os factores determinantes da política energética da União Europeia (UE) tendo por objectivo dispor de energia sustentável, segura e competitiva. Mantendo-se as actuais tendências e directrizes da política energética, a dependência da UE das importações de energia passará dos actuais 50% do consumo energético total para 65% em 2030.

O empenho da indústria e das instituições da UE em responder a estes três desafios – melhorar a segurança de abastecimento, combater as alterações climáticas e assegurar a competitividade europeia – inclui um conjunto de medidas como o aumento da eficiência e da contribuição das energias renováveis no *mix* energético, o reforço da solidariedade entre Estados-Membros, com uma visão de mais longo prazo no que respeita ao desenvolvimento de novas tecnologias, a promoção do desenvolvimento de tecnologias sustentáveis de utilização do carvão, a manutenção em aberto de todas as opções energéticas e, não menos importante, a promoção de esforços determinados para "falar a uma só voz" com os seus parceiros internacionais, incluindo produtores e importadores de energia e os países em desenvolvimento.

O mercado energético europeu está a mudar significativamente com o processo da liberalização. A forte influência dos preços do gás natural nos custos totais da produção de electricidade reflecte-se numa significativa correlação entre os preços da electricidade e os preços deste combustível, que se traduz numa grande exposição dos produtores de electricidade àquele risco.

² Cenário de referência do "World Energy Outlook, 2006", AIE

ACONTECIMENTOS NOS MERCADOS ENERGÉTICOS EUROPEUS EM 2006

No dia 4 de Novembro ocorreu um incidente grave nas linhas de muita alta tensão no Norte da Alemanha, o qual afectou a rede interligada da UCTE e conduziu a interrupções de abastecimento de electricidade na região ocidental do sistema, afectando mais de 15 milhões de habitações na Europa, incluindo países tão afastados do local do incidente como a Grécia e Portugal. A imediata actuação dos TSO, em conformidade com as normas de segurança, evitou que esta perturbação desse origem a um apagão geral na Europa, tendo o abastecimento sido restabelecido ao fim de aproximadamente uma hora e meia.

Na sequência de uma prolongada disputa comercial, a Gazprom (Rússia) reduziu acentuadamente o abastecimento de gás à Ucrânia em Janeiro de 2006. Deste facto resultou também uma redução das entregas a muitos países da Europa Ocidental, incluindo a Alemanha e a Itália. Em Itália verificaram-se graves falhas de abastecimento nesse Inverno em resultado da combinação de temperaturas atmosféricas anormalmente baixas e duma procura de gás excepcionalmente elevada para produção de electricidade.

No Reino Unido, durante a maior parte do Inverno, os preços do gás atingiram níveis excepcionalmente elevados devido ao declínio da extracção de gás no Mar do Norte e à actual dependência do país das duas vias de importação existentes – o gasoduto de ligação com a Bélgica e o terminal de GNL da Ilha de Grain.

O MERCADO INTERNO DE ENERGIA

Apesar dos progressos verificados na criação do mercado interno de gás e electricidade, os objectivos da liberalização do mercado não foram ainda completamente alcançados. O aumento significativo dos preços nos mercados grossistas, que não são completamente explicados pela subida dos custos da energia primária e pelos custos ambientais, as queixas persistentes sobre barreiras à entrada no mercado e limitações à escolha do fornecedor por parte dos consumidores finais levaram a Comissão Europeia (CE) a promover um Inquérito ao Sector sobre o funcionamento dos mercados.

O Relatório Final do Inquérito ao Sector, publicado em 2006, identifica um conjunto de falhas graves que impedem os utilizadores e consumidores europeus de energia de usufruir completamente dos benefícios do processo de liberalização: os mercados de gás e electricidade em muitos Estados-Membros continuam muito concentrados, dando aos operadores incumbentes oportunidade para exercer poder de mercado; a separação das actividades de transporte e comercialização em alguns Estados-Membros é inadequada e torna muito difícil a entrada no mercado de novos fornecedores; existe falta de transparência no que respeita à informação, causando perturbações no mercado e dificultando a entrada de novos agentes.

Tendo por objectivo a identificação de medidas para ultrapassar os obstáculos ainda existentes à criação de um mercado único europeu de energia, a CE anunciou em 2006 um pacote de medidas para a revisão da estratégia da UE, a publicar em 2007.

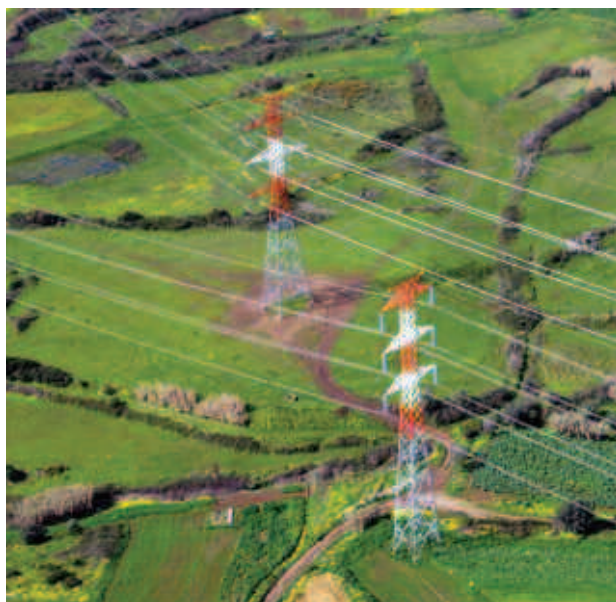
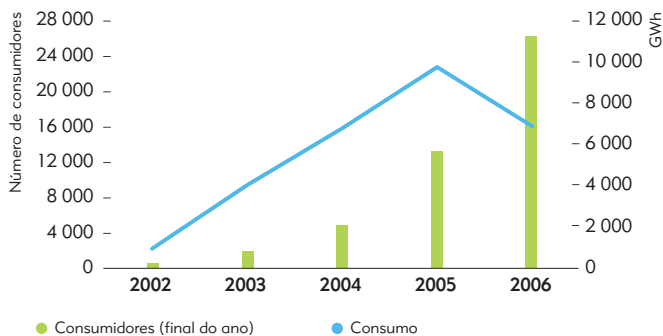
ELECTRICIDADE

Em Portugal, o enquadramento do sector eléctrico foi profundamente reformulado com a nova legislação aprovada em 2006, encontrando-se o mercado de electricidade totalmente liberalizado desde Setembro de 2006. Todos os consumidores podem agora escolher livremente o seu fornecedor, embora continue a ser possível a opção pelas tarifas reguladas. A maior parte das centrais portuguesas (representando aproximadamente 8 750 MW dos 13 600 MW da capacidade total instalada) mantêm um compromisso de venda de toda a sua produção à REN, através de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longa duração. Esta situação, a par do actual nível das tarifas reguladas, dificulta a completa implementação do mercado liberalizado, pelo que a parcela de electricidade transaccionada nesse mercado tem sido reduzida.

Em 2006, verificou-se uma tendência de saída de consumidores de electricidade do mercado liberalizado (não vinculado) para o sistema de tarifas reguladas, especialmente nos níveis de tensão mais elevados. Devido à generalização, em Setembro, a todos os consumidores – incluindo os de Baixa Tensão Normal – do acesso ao mercado liberalizado, o número total de consumidores neste mercado quase que duplicou,

no final do ano, em relação ao ano anterior. Contudo, em termos do consumo total, a saída de alguns grandes consumidores não foi compensada pela entrada de um grande número de pequenos consumidores e o resultado foi uma redução continuada e significativa dos consumos abastecidos neste mercado, que em 2006 representaram 15% do consumo nacional contra 22% em 2005.

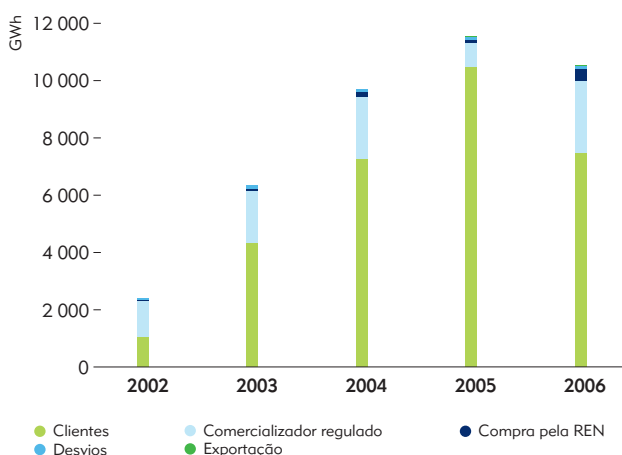
Evolução do número de consumidores e do consumo (mercado liberalizado)



As compras totais de electricidade no mercado não vinculado reduziram-se ligeiramente em 2006. As compras dos clientes não vinculados registaram um decréscimo acentuado, que foi parcialmente compensado com o aumento das realizadas pelo comercializador regulado, por efeito da aplicação da Portaria n.º 643/2006 relativa às compras através do OMIP.

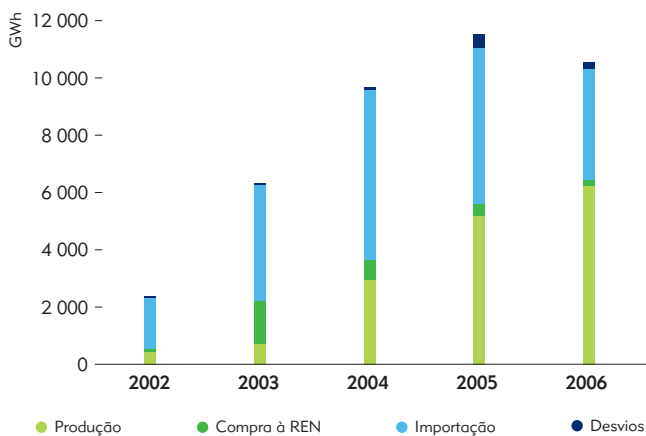
Balço do mercado eléctrico não vinculado

Procura



Balço do mercado eléctrico não vinculado

Oferta



GÁS NATURAL

No que respeita ao sector do gás natural, Portugal, como mercado emergente, foi autorizado a adiar o processo de liberalização até 2007. A nova legislação aprovada em 2006 reformou profundamente este sector, definindo os princípios gerais e a organização do mercado de gás natural e das actividades do sector: recepção, armazenagem e regaseificação do GNL; armazenamento subterrâneo; transporte; distribuição e comercialização. A abertura do mercado será feita de forma gradual a partir de 1 de Janeiro de 2007, quando todos os produtores de energia (que representam mais de 50% do consumo nacional) passam a poder escolher livremente o seu fornecedor. Em cada ano seguinte, um novo segmento do mercado será liberalizado e a partir de Janeiro de 2010 todos os consumidores poderão escolher o seu fornecedor de gás natural. Em 2006, a REN passou a ser o TSO nacional do gás natural, sendo responsável pelo sistema de transporte em alta pressão e pelo terminal de GNL de Sines, e co-responsável pelo armazenamento subterrâneo no Carriço.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O objectivo principal do Plano de Acção para a Eficiência Energética anunciado pela CE em 2006 é a redução em 20% do consumo total de energia primária da UE em 2020, relativamente ao actualmente previsto para esse ano. Este ambicioso programa conduzirá a um decréscimo de 13% do consumo de energia relativamente ao nível actual, com impactos muito significativos nos três pilares da sustentabilidade: segurança de abastecimento, reduzindo a dependência energética da UE relativamente ao exterior; protecção do ambiente; e competitividade. Para atingir com sucesso este importante objectivo, são necessários esforços significativos, quer ao nível das mudanças de comportamentos, quer na realização de investimentos adicionais. As principais medidas incluem: aplicação de padrões de eficiência mais exigentes e avanços na rotulagem energética dos equipamentos; melhoria do desempenho energético dos edifícios; uso coerente dos mecanismos fiscais; e melhoria do rendimento na produção de calor e na produção, transporte e distribuição de electricidade.

No âmbito das medidas apresentadas no Plano de Acção, a principal prioridade reside na implementação e revisão da Directiva relativa à Eficiência na Utilização Final de Energia e aos Serviços de Energia (2006/32/EC). Esta Directiva constitui um passo essencial para atingir o ambicioso objectivo do Plano de Acção, uma vez que define já uma meta global (indicativa), para cada Estado-Membro, de 9% em poupança de energia a atingir no final do nono ano de aplicação da Directiva. Em Portugal, o cumprimento desta meta representará uma poupança do consumo de electricidade superior a 4 000 GWh no final de 2016.

Em linha com estes objectivos, em 2006 foi lançado pela ERSE o Plano para a Promoção da Eficiência no Consumo de electricidade (PPEC), para vigorar no triénio 2007-2009. Este plano visa criar um mecanismo de concorrência para selecção de propostas apresentadas por comercializadores, operadores de redes e associações de defesa dos consumidores, visando a promoção da eficiência e de medidas para a melhoria dos comportamentos em termos do consumo de energia.

Do lado da oferta, nos últimos anos alcançaram-se melhorias significativas na eficiência da conversão energética para produção de electricidade, em particular no que respeita à produção termoelétrica. Por um lado, a introdução do gás natural permitiu o recurso à tecnologia de ciclo combinado, baseada em turbinas a gás, com rendimento global de cerca 20% acima do das centrais termoelétricas até então existentes, baseadas em ciclo de vapor. Por outro lado, com o desenvolvimento de técnicas sofisticadas de controlo e diagnóstico e com a utilização de novos materiais, tem sido possível aumentar progressivamente as temperaturas de operação e, portanto, o rendimento global do processo de conversão energética. Em Portugal, desde a entrada em serviço da primeira central de ciclo combinado a gás natural, o rendimento global da produção termoelétrica passou de 37% em 1997 para 43% em 2006.

ENERGIA RENOVÁVEL

O plano de longo prazo para as energias renováveis recentemente proposto pela CE define como meta, de cumprimento obrigatório, atingir em 2020 uma quota da energia de base renovável correspondente a 20% do consumo energético total da UE. Esta meta é muito mais

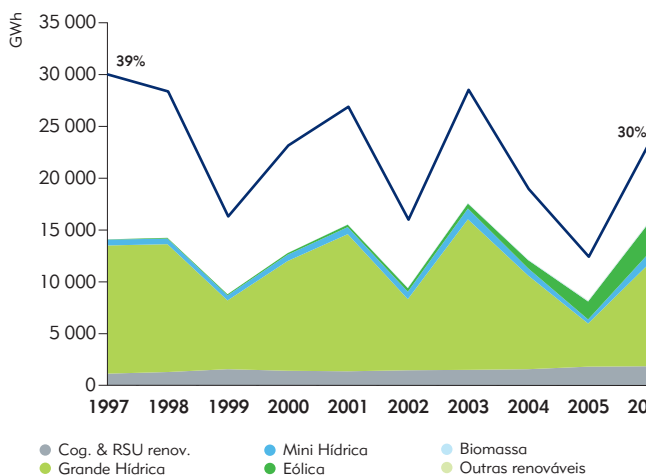
ambiciosa que o actual objectivo, de carácter indicativo, de 12% em 2010. O plano inclui também a promoção de medidas que visam eliminar as barreiras à integração da energia renovável.

Com o alargamento da UE a 25 Estados-Membros, os novos países foram obrigados a adoptar a Directiva 2001/77/EC. Foram estabelecidas metas nacionais e a meta global, para a UE alargada, relativa à electricidade de base renovável foi ajustada de 22% para 21% do consumo bruto de electricidade em 2010 (continuando a corresponder à quota de 12% de energia renovável no

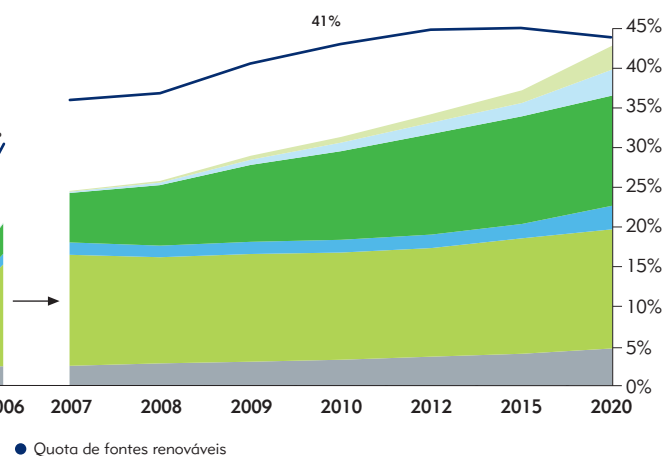
em produção eólica em 2006. Os desenvolvimentos recentes do recurso à biomassa, principalmente na Finlândia, Suécia, Alemanha, Espanha, Reino Unido, Dinamarca, Áustria e Holanda, indicam a direcção a seguir, em linha com o Plano de Acção para a Biomassa para a União Europeia, publicado em 2006.

Em Portugal, a produção renovável de electricidade abasteceu 30% do consumo em 2006. No fim do ano, a capacidade instalada em produção renovável era de cerca de 6 850 MW (6 200 MW em 2005), sendo a eólica a que teve maior crescimento (mais 620 MW).

Produção verificada



Cenário REN – condições hidrológicas médias



consumo bruto de energia). Prevê-se que a quota da electricidade renovável em 2010 venha a situar-se ligeiramente abaixo do objectivo, atingindo 19% em 2010 (cerca de 10% do consumo bruto de energia).

Em Portugal, os resultados dos esforços que têm vindo a ser feitos por investidores, autoridades do sector e TSO permitem prever que a meta nacional de 39% será atingida.

Na UE, a hidroelectricidade continua a ser a componente renovável com maior peso na produção total de electricidade, seguida da eólica e da biomassa. A potência instalada em produção eólica cresceu cerca de 150% desde 2001, colocando a UE como líder mundial, com uma quota de 60% da capacidade global instalada

Os mecanismos de apoio à produção renovável em Portugal assentam em tarifas garantidas, procedimentos de concurso, subsídios ao investimento e benefícios fiscais. Contudo, é defensável que um mecanismo de apoio orientado para o mercado, assente por exemplo em certificados verdes e garantias de origem, poderá ser uma solução economicamente mais eficiente e que evita distorções da concorrência no mercado de electricidade. Estes sistemas existem na Europa desde 2001 (RECS – Renewable Energy Certificate System). Em 2006, o número de certificados emitidos e transferidos continuou a aumentar (63 milhões emitidos contra 48 milhões em 2005, e 17 milhões transferidos contra 14 milhões em 2005), enquanto o número de certificados resgatados aumentou para mais

de 50% de todos os certificados emitidos desde 2001 (95 milhões de certificados resgatados num total de 181 milhões emitidos). A REN é a entidade emissora de certificados RECS em Portugal. Em 2006 emitiu 174 mil certificados, correspondentes a 174 GWh de produção hidroelétrica.



COMÉRCIO DE EMISSÕES

Todos os estudos recentes mostram, ao abrigo de sólidas evidências científicas, que é urgente o desenvolvimento de ações efetivas para atacar o problema das alterações climáticas. O bem conhecido Stern Review Report on the Economic of Climate Change demonstra que os custos (económicos, sociais e ambientais) resultantes de uma ausência de ação serão enormes e que o insucesso das políticas de mitigação pode ter graves consequências a nível local e regional.

O compromisso assumido pela UE no âmbito do Protocolo de Quioto quanto à meta de redução global de 8% nas emissões de gases com efeito de estufa (GEE) em 2008-2012 quando comparado com as emissões em 1990 – que é uma responsabilidade partilhada por todos os Estados-Membros – constitui um importante desafio para todos os países envolvidos. A CE tem em preparação um conjunto de ações e medidas destinadas a limitar o aquecimento global a não mais que 2° C acima dos níveis pré-industriais, através da definição de novas metas de redução, da limitação das emissões do sector dos transportes, da redução de emissões de outros GEE que não o CO₂ e do reforço do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

O mercado de licenças de emissão de CO₂ exibiu uma grande volatilidade em 2006. Nos oito dias seguintes à divulgação, nos finais de Abril, de dados sobre as emissões verificadas nos Estados-Membros, o preço das licenças caiu quase 20 €/t. O “efeito de barreira” no final de 2007, resultante da impossibilidade de se transferir para o 2.º período do CELE (2007-2012) as licenças atribuídas no 1.º período (2005-2007), e ainda as expectativas de um possível excesso de oferta no CELE em 2007 e de cortes pela CE nos Planos Nacionais de Alocação de Licenças de Emissão (PNALE) propostos pelos Estados-Membros para o 2.º período, influenciaram também fortemente a evolução dos preços das licenças de emissão (European Union Allowances – EUA) em 2006. No mercado de futuros de contratação bilateral (OTC), os preços das licenças com vencimento em Dezembro de 2007 (“EUA Dezembro 2007”) e em Dezembro de 2008 (“EUA Dezembro 2008”) divergiram significativamente a partir de Setembro, com forte descida dos primeiros até 6,6 €/t no final de 2006, enquanto os segundos subiram, atingindo 18,3 €/t na mesma data.

Preço de fecho das licenças do CELE – Contratação Bilateral (OTC) de futuros



Fonte: Bloomberg

Uma visão de longo prazo sobre as políticas de mitigação das alterações climáticas facilitará a criação de condições favoráveis à realização dos avultados investimentos que o sector eléctrico terá de realizar para reduzir as emissões de GEE. A CE prepara-se para reforçar o papel do comércio de emissões após 2012, através da revisão da Directiva do CELE. Um conjunto de medidas está a ser equacionado, incluindo: extensão do CELE a outros gases e outros sectores, ligação deste esquema de mercado a outros esquemas obrigatórios de comércio de licenças, e reconhecimento da captura e armazenamento geológico do CO₂. A indústria do sector eléctrico, nomeadamente através da EURELECTRIC, está a promover estudos que visam a avaliação das futuras implicações destes novos objectivos da política europeia sobre as alterações climáticas.



INFRA-ESTRUTURAS DE REDES

As redes de electricidade e gás são vitais para integrar nova energia “mais limpa” no sistema, desenvolver um mercado interno de energia que seja eficiente e reduzir os riscos de falha de abastecimento na UE. A dinamização do comércio inter-regional de energia favorece a concorrência e reduz a possibilidade de abuso de poder de mercado. A intensificação do desenvolvimento das redes transeuropeias de electricidade e gás é, portanto, essencial para alcançar os objectivos de sustentabilidade, competitividade e segurança de abastecimento.

A capacidade actual das redes transeuropeias está longe do nível necessário e requer a aceleração de investimentos nos pontos mais críticos de congestionamento do sistema de transporte de electricidade, tipicamente localizados nas fronteiras entre países, bem como a realização de grandes investimentos nas redes de transporte de gás que atravessam vários países. As ligações em falta serão essenciais para evitar falhas de abastecimento. Além disso, muitos países e regiões, como a Península Ibérica, são quase “ilhas energéticas”, em grande medida desligadas do restante mercado interno de electricidade e longe das fontes continentais de abastecimento de gás.

Nas linhas de orientação para as redes energéticas transeuropeias (“TEN-E Guidelines”), a CE identificou um conjunto de projectos de interesse comum em infra-estruturas, incluindo interligações internacionais e outros com significativo impacto na capacidade de transporte transfronteiriço. O investimento da UE até 2013 necessário à concretização da totalidade dos projectos prioritários identificados nas “TEN-E Guidelines” é estimado em pelo menos 30 biliões de euros (6 biliões no transporte de electricidade, 19 em gasodutos e 5 em terminais de GNL).

A maior parte dos projectos de interesse comum relativos às redes de transporte de electricidade tem apresentado atrasos na sua concretização. Entre as principais razões destes atrasos está a complexidade dos procedimentos de planeamento e de licenciamento, incluindo o ambiental.

Por enquanto, o investimento nas infra-estruturas gasistas da UE parece satisfatório. Contudo, o risco de atrasos nos investimentos em gasodutos que atravessam

múltiplas fronteiras parece estar a aumentar. As preocupações ambientais ou a oposição de comunidades locais e regionais, entre outras razões, estão a atrasar investimentos em terminais de GNL.

Em relação ao aprovisionamento de gás proveniente do exterior da Europa, o aumento da segurança de abastecimento requer a diversificação das fontes de origem e a existência de redes interligadas adequadas. Um importante projecto com estes objectivos é o gasoduto de Nabuco, que visa a criação de uma importante nova via a partir da bacia do Cáspio e do Médio Oriente, através da Turquia. Os terminais de GNL são o outro meio para importar gás e diversificar as principais fontes actuais de fornecimento de gás à UE (Noruega, Rússia e Norte de África).

Em 2006, verificaram-se também alguns desenvolvimentos importantes nas infra-estruturas gasistas da Península Ibérica, nomeadamente com a entrada em operação em Espanha do novo terminal de GNL em Sagunto (SAGGAS), e com os aumentos de capacidade de armazenagem e regasificação dos três terminais existentes de GNL da Enagas – Huelva, Cartagena e Barcelona.

MERCADOS REGIONAIS

O desenvolvimento de mercados regionais de energia, juntamente com o aprofundamento da liberalização dos mercados nacionais, é um passo importante e pragmático para alcançar o objectivo da criação de um mercado de electricidade único e competitivo. A criação de mercados regionais de electricidade e gás e a sua posterior integração no mercado mais amplo, ao nível da UE, poderão facilitar a ultrapassagem dos principais obstáculos que têm dificultado o desenvolvimento do mercado europeu.

Na sequência de um processo de consulta iniciado em 2005 sobre as áreas de acção prioritárias para facilitar as transacções entre mercados nacionais e permitir o desenvolvimento de mercados de electricidade regionais e de âmbito europeu, o grupo de reguladores europeus para a electricidade e o gás (ERGEG) concluiu, no documento Creation of Regional Electricity Markets – An ERGEG Conclusions Paper, publicado em Fevereiro de 2006, que as quatro áreas prioritárias para obter progressos adicionais no desenvolvimento dos mercados regionais

são: disponibilidade da capacidade de transporte – particularmente transfronteiriço; disponibilidade e controlo de informação relevante para o mercado; cooperação entre operadores das redes; e compatibilidade das regras dos mercados grossistas. Naquele documento reconhece-se a relevância do papel dos TSO e dos participantes no mercado grossista de electricidade, entre outras partes interessadas, para progredir nestas áreas.

No que respeita ao sector do gás natural, os actuais esforços centram-se principalmente nas questões de inter-operabilidade. Na região do Sul da Europa (Península Ibérica e Sudoeste de França), o forte impulso que está a ser dado nestas questões tem alcançado resultados positivos.

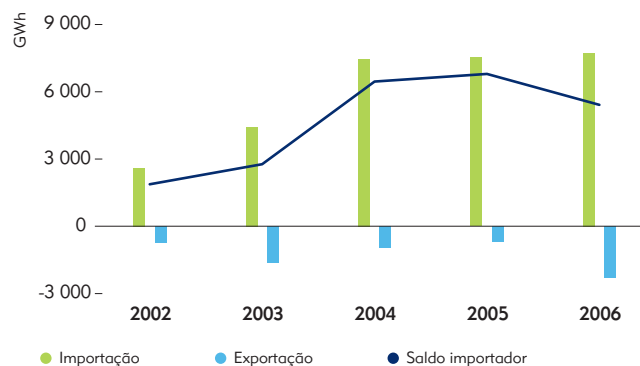
MIBEL – MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDADE

O Operador do Mercado Ibérico, OMI, encontra-se dividido em dois pólos: o OMEL, para o mercado à vista, situado em Madrid, e o OMIP, para o mercado de futuros, situado em Lisboa, que entrou em funcionamento em Julho de 2006.

Na Cimeira de Badajoz, em Novembro de 2006, os Governos de Portugal e Espanha congratularam-se com os importantes passos dados para o início do funcionamento do OMIP, com o funcionamento do Conselho de Reguladores e com as alterações legislativas. Ambos os governos reafirmaram o seu empenho no aprofundamento do MIBEL e acordaram o prosseguimento do reforço das interligações através da construção de novas linhas no Sul (Algarve-Andaluzia) e no Norte (eixo internacional Noroeste), que deverão estar concluídas em 2010.

O saldo importador das trocas com Espanha decresceu ligeiramente em 2006, (5,4 TWh em 2006 contra 6,8 TWh em 2005). As exportações atingiram 2,3 TWh, o mais alto valor de sempre, repartido entre a REN (1,5 TWh) e os produtores do sistema não vinculado (0,8 TWh). As exportações da REN, que embora elevadas ficaram ligeiramente abaixo das de 2003, resultaram principalmente de oportunidades de negócio nos períodos húmidos. As outras exportações foram influenciadas pela retracção do mercado não vinculado, além de outros factores associados à estratégia comercial dos produtores.

Importações e exportações de electricidade (Portugal) 2006

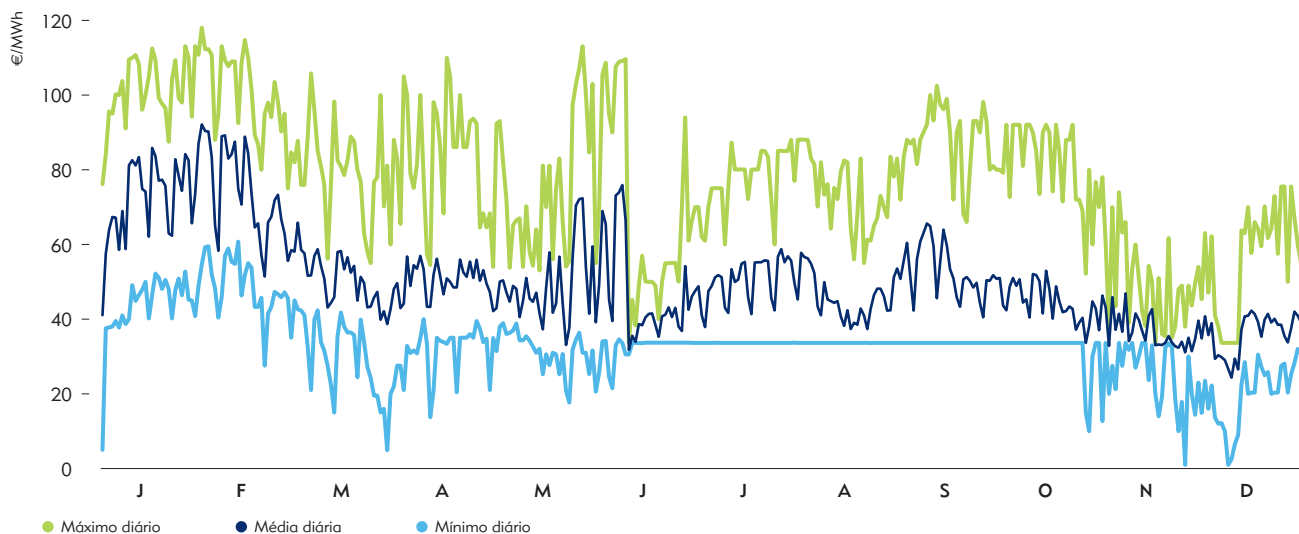


O preço médio anual no mercado diário do OMEL em 2006 foi de cerca de 50 €/MWh. Os preços médios mensais desceram de cerca de 73 €/MWh nos dois primeiros meses para 36 €/MWh em Dezembro. A volatilidade dos preços apresentou uma tendência decrescente ao longo do ano.

Entre Junho e Outubro, o preço mínimo, nas horas de vazio, fixou-se em cerca de 34 €/MWh. Esta situação peculiar ocorreu quando se encontravam em vigor em Espanha algumas medidas legislativas específicas sobre os preços nas compras de electricidade pelos comercializadores regulados.



Preços da electricidade no mercado diário em 2006 (OMEL)



PROCURA E PRODUÇÃO

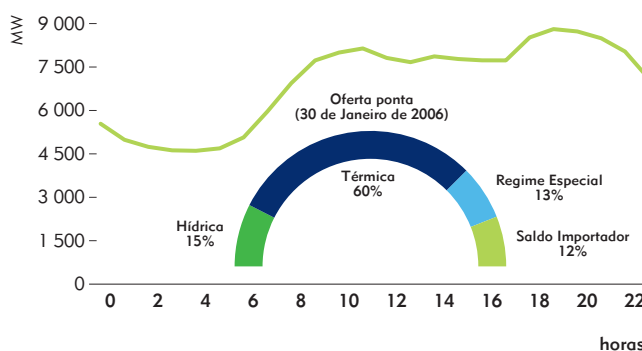
ELECTRICIDADE

Desde 1980, a procura em Portugal mais que triplicou, com uma taxa de crescimento médio anual de cerca de 5% enquanto que o PIB em volume apresentou um crescimento médio anual de 2,4%. Em consequência, verificou-se um aumento significativo da intensidade eléctrica em Portugal. Nos últimos cinco anos, esta tendência acentuou-se, com um crescimento médio anual próximo de 3%. No referente ao consumo *per capita*, observa-se uma tendência oposta, de abrandamento, com uma taxa de crescimento médio anual de 3% nos últimos cinco anos, que é inferior à de 4,3% verificada entre 1980 e 2006.

Em 2006, o consumo de energia eléctrica em Portugal Continental abastecido pela Rede Nacional de Transporte (RNT) foi de 49,2 TWh, representando um aumento de 2,6% relativamente ao ano anterior. Para condições normais de temperatura e número de dias úteis, este aumento corresponde a um

crescimento de 3,2%, valor moderado quando comparado com o dos últimos anos. A potência máxima abastecida através da Rede Nacional de Transporte atingiu, em 30 de Janeiro, um novo valor máximo de 8 804 MW, 280 MW acima do anterior máximo, registado em 2005.

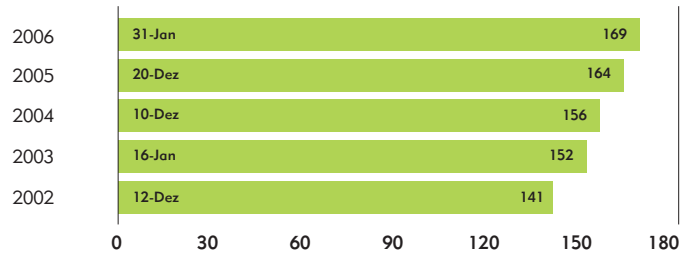
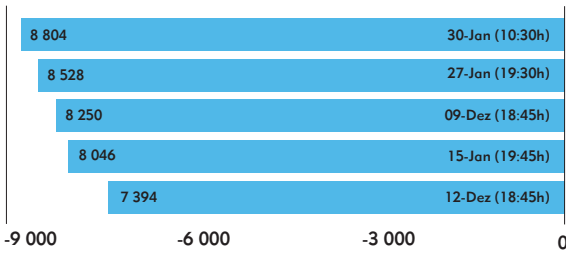
Dia de ponta anual – 30 de Janeiro de 2006



Procura (MW)

Ponta anual e dia de maior consumo

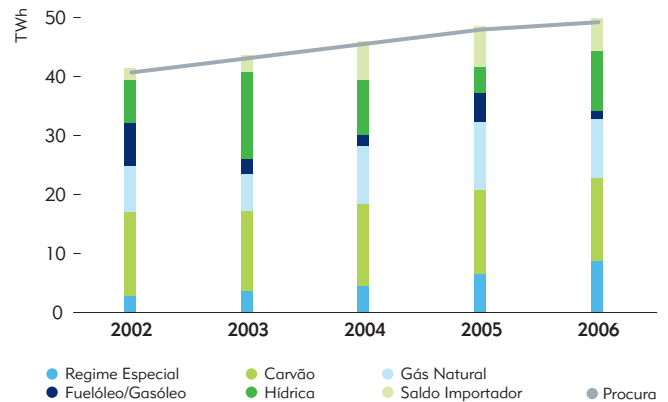
Energia (GWh)



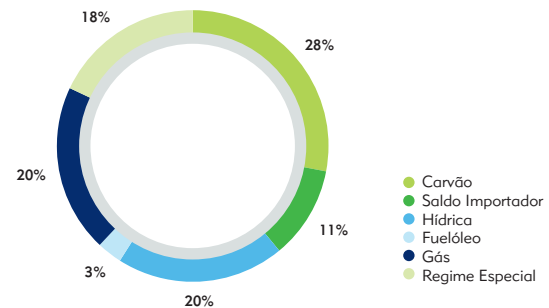
Em 2006, a produção hidroelétrica abasteceu cerca de 20% do consumo total referido à emissão, enquanto para as centrais termoelétricas essa percentagem foi de 51%. Em termos hidrológicos, 2006 foi quase um ano médio, tendo as afluências às centrais hídricas sido superiores em cerca de 140% às verificadas em 2005 que foi o ano mais seco desde 1992. Consequentemente, a produção hidroelétrica aumentou 126% e a termoelétrica diminuiu 17% relativamente ao ano anterior.

As entregas totais dos produtores em regime especial continuaram a aumentar, devido essencialmente ao aumento da produção eólica com a entrada em serviço de mais 620 MW, elevando a capacidade instalada total para cerca de 1 500 MW. A produção em regime especial cresceu 34%, contribuindo em 18% para o abastecimento da procura total, sendo 6% proveniente da produção eólica.

Abastecimento da procura



Estrutura da produção 2006

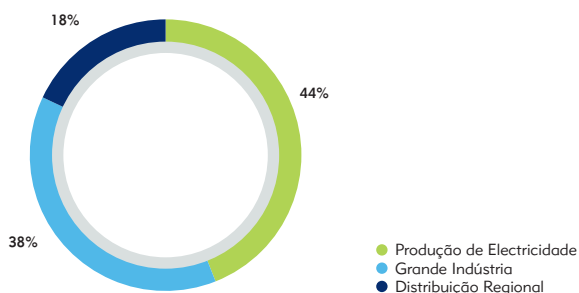


GÁS NATURAL

A procura de gás natural em Portugal decresceu 4,1%, de 47,9 TWh em 2005 para 45,9 TWh em 2006. Esta redução foi determinada pela descida de 13,5% do consumo em centrais a gás, como consequência do aumento da produção hidroeléctrica e, embora em menor escala, da produção de energia eólica.

Consumo de Gás Natural (2006)

	Valores em GWh
Produção de Electricidade (PRO)	20 115
Grande Indústria	17 671
Distribuição Regional	8 113
Total	45 899



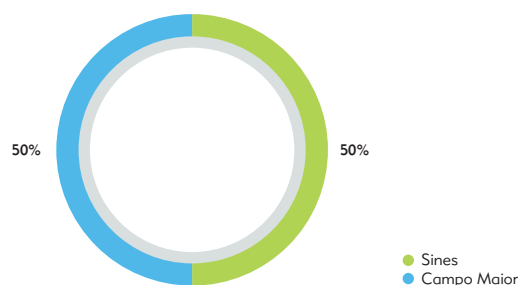
Poder Calorífico Superior médio do gás natural = 11,9 kWh/m³

Apesar da redução da procura total de gás natural em Portugal, motivada pela diminuição da produção termoeléctrica a gás, os consumos nos restantes segmentos do mercado continuaram a crescer em 2006, tendo-se registado um crescimento relativamente ao ano anterior de 4,4% no caso da grande indústria (com consumo anual superior a 24 GWh) e 5,9% no que se refere à distribuição regional (que inclui os sectores doméstico, terciário e da indústria com consumos inferiores a 24 GWh/ano). No caso da grande indústria, o aumento de consumo deveu-se ao efeito de novas instalações de cogeração que entraram em serviço no final de 2005. Quanto aos consumos abastecidos através da distribuição regional, o crescimento está associado à entrada em funcionamento de novos pontos de entrega.



Aprovisionamento de Gás Natural (2006)

	Valores em GWh
Campo Maior	23 432
Sines (GNL)	23 148
Total	46 580



Poder Calorífico Superior médio do gás natural = 11,9 kWh/m³

O aprovisionamento de gás natural para o mercado português em 2006 foi assegurado em partes iguais pelo gasoduto a partir da Argélia (Sonatrach), através do sistema internacional de gasodutos, passando por Espanha até aos pontos de entrada Badajoz/Campo Maior, e pelo GNL proveniente da Nigéria, descarregado no terminal de Sines. Esta situação traduz uma evolução substancial relativamente a 2005, ano em que o gás proveniente da Argélia representou 61% do total e a quota do GNL foi de 39%, e resulta do facto de a capacidade técnica do terminal de Sines estar ainda longe de ser utilizada na totalidade, o que faz deste terminal o ponto de entrada em Portugal com maior potencial de crescimento para a importação de gás natural.



Foto: José Antunes

ACTIVIDADE DO GRUPO

59	ACTIVIDADE DO GRUPO EM 2006
60	Negócio de Transporte de Electricidade
60	A regulação económica da actividade
64	Exploração da rede
67	Obras em curso
69	A Produção em Regime Especial
70	Negócio de Transporte e Armazenagem de Gás Natural
71	A regulação económica da actividade
73	Transporte em alta pressão
74	Recepção, armazenagem e regaseificação de gás natural
77	Armazenamento subterrâneo
78	Telecomunicações e Sistemas de Informação
79	RENTELECOM – Comunicações, S.A.
80	OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.
84	Envolvimento com a Sociedade
84	Evolução Económica e Financeira
100	CONSIDERAÇÕES FINAIS
100	Perspectivas para o ano de 2007
100	Proposta de aplicação de resultados
101	Nota final

ACTIVIDADE DO GRUPO EM 2006

NEGÓCIO DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE

A REGULAÇÃO ECONÓMICA DA ACTIVIDADE

A envolvente regulatória da actividade da REN

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), desenvolve a sua actividade num contexto regulado pela legislação em vigor, pelo Contrato de Concessão de Serviço Público celebrado com o Estado e pelos Regulamentos estabelecidos, quer pela Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE), quer pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

O quadro organizativo do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) foi profundamente alterado em 2006, através da publicação dos Decretos-Lei n.º 29/2006 e n.º 172/2006, respectivamente de 15 de Fevereiro e de 23 de Agosto, que revogaram a anterior legislação de 1995 e de 1997, constitutiva da anterior Lei de Bases do sector. Foi, assim, completada a transposição da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que se encontrava insuficientemente reflectida no direito português pelas alterações legislativas, de carácter transitório, ocorridas em 2003 e 2004.

As actividades reguladas exercidas pela REN englobam um conjunto de funções essenciais ao correcto funcionamento do SEN. A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica compreende a aquisição de energia eléctrica para abastecimento dos consumos do comercializador de último recurso e a elaboração de estudos para a monitorização da segurança do abastecimento. A actividade de Gestão Global do Sistema abrange a coordenação sistémica das instalações que constituem o SEN, a disponibilização de serviços de sistema, a compensação de desvios de energia e a correspondente liquidação junto dos agentes de mercado. Na actividade de Transporte de Energia Eléctrica encontram-se as funções de planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da rede de transporte e interligação. Em consequência do novo

enquadramento legislativo, a primeira destas actividades reguladas da REN passou a assumir um carácter transitório, aguardando-se a publicação de legislação complementar relativa ao processo de extinção dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE).

As tarifas que remuneram as três actividades reguladas da REN são fixadas anualmente pela ERSE com base em valores previsionais energéticos e económicos, nomeadamente os respeitantes a procura, custos, proveitos e investimentos, e decorrem de um modelo de regulação económica baseado em custos aceites e na aplicação de uma taxa de remuneração dos activos líquidos afectos a cada actividade. A vigência anual destas tarifas leva a que os desvios entre os proveitos previstos e os verificados sejam corrigidos com um atraso anual para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e de dois anos para as restantes actividades.

Consequência das tarifas fixadas para 2006

No início do ano 2006, o saldo de todos os desvios tarifários era favorável à Empresa e ascendia a cerca de 575,3 milhões de euros, dos quais cerca de 227,0 milhões de euros eram relativos à remuneração dos terrenos das centrais com CAE.

As tarifas fixadas para 2006, em resultado da limitação à inflação dos acréscimos tarifários em baixa tensão, pressupunham a ocorrência de um défice tarifário de 368,9 milhões de euros. O seu financiamento foi partilhado pela REN e pela EDP Distribuição, proporcionalmente ao peso das correspondentes actividades na estrutura de custos da tarifa de venda a clientes finais em baixa tensão, correspondendo à REN 253,5 milhões de euros.

O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, veio estabelecer novos princípios de afectação do

sobrecusto da Produção em Regime Especial com origem renovável, preferencialmente aos consumidores domésticos, o que obrigou a uma revisão extraordinária das tarifas, que teve efeitos a partir de 1 de Junho. Esta revisão extraordinária de tarifas permitiu a redução das tarifas finais, de carácter não doméstico, e elevou o défice tarifário de 2006 para 399,2 milhões de euros, passando para 274,3 milhões de euros a parte suportada pela REN.

As tarifas para 2006 subestimaram em cerca de 162,0 milhões de euros vários custos da REN e pressupunham uma recuperação de desvios de anos anteriores no montante de 361,3 milhões de euros, o que, conjugadamente com o défice tarifário de 2006 financiado pela REN, colocou o saldo global da conta de desvios tarifários, no final de 2006, em 650,3 milhões de euros, dos quais 164,5 milhões de euros eram relativos à remuneração dos terrenos das centrais com CAE.

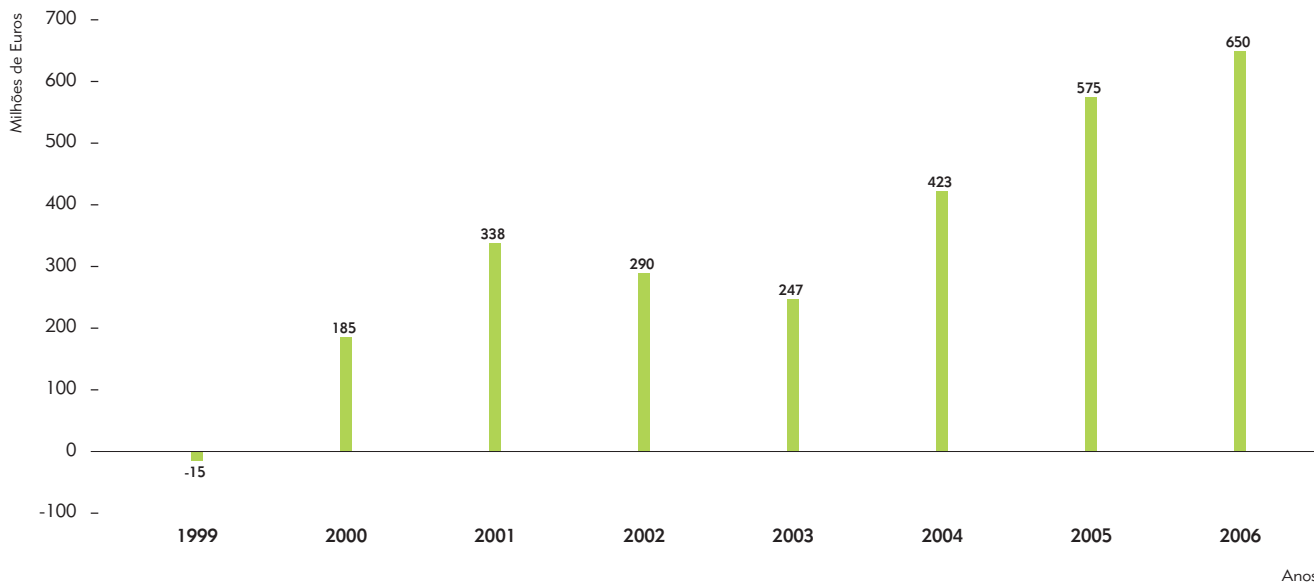
No gráfico seguinte apresenta-se, para o período 1999-2006, a evolução do saldo das contas de desvios tarifários, no final de cada ano.

Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços para 2007

O Decreto-Lei n.º 172/2006 previa que o défice tarifário acumulado até ao final de 2006 fosse recuperado nos cinco anos seguintes. A ERSE enviou, a 15 de Outubro, às empresas e ao Conselho Tarifário, a proposta de "Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2007", pressupondo a recuperação em 2007 de um terço do défice tarifário de 2006, o que adicionalmente a outros desvios tarifários de anos anteriores a recuperar e ao aumento de custos da aquisição a produtores em regime especial originou um aumento das tarifas propostas para venda a clientes finais em baixa tensão normal de 15,7%.

Antecedendo a aprovação das tarifas para 2007, foi publicado o Decreto-Lei n.º 237 B/2006, de 18 de Dezembro, estabelecendo que as tarifas de 2007, para venda a clientes finais em baixa tensão normal, não poderiam sofrer um aumento superior a 6% e que os défices tarifários de 2006 e 2007, assim como os custos com a convergência tarifária das regiões autónomas, deveriam ser recuperados em prestações constantes, durante 10 anos,

Saldo das contas de balanço de desvios tarifários no final de cada ano



a partir de 2008. Dando cumprimento a esta disposição, a ERSE reformulou a proposta de tarifas para 2007, o que teve como impacto na REN o financiamento de um défice tarifário adicional de 30,3 milhões de euros, ao invés da recuperação de um terço do défice tarifário de 2006.

Custo do acesso à rede de transporte

O custo médio do acesso à Rede de Transporte é uma variável relevante em comparações internacionais e plurianuais. No caso português, este custo resulta da composição das tarifas de uso da rede de transporte (URT) e de uso global do sistema (UGS).

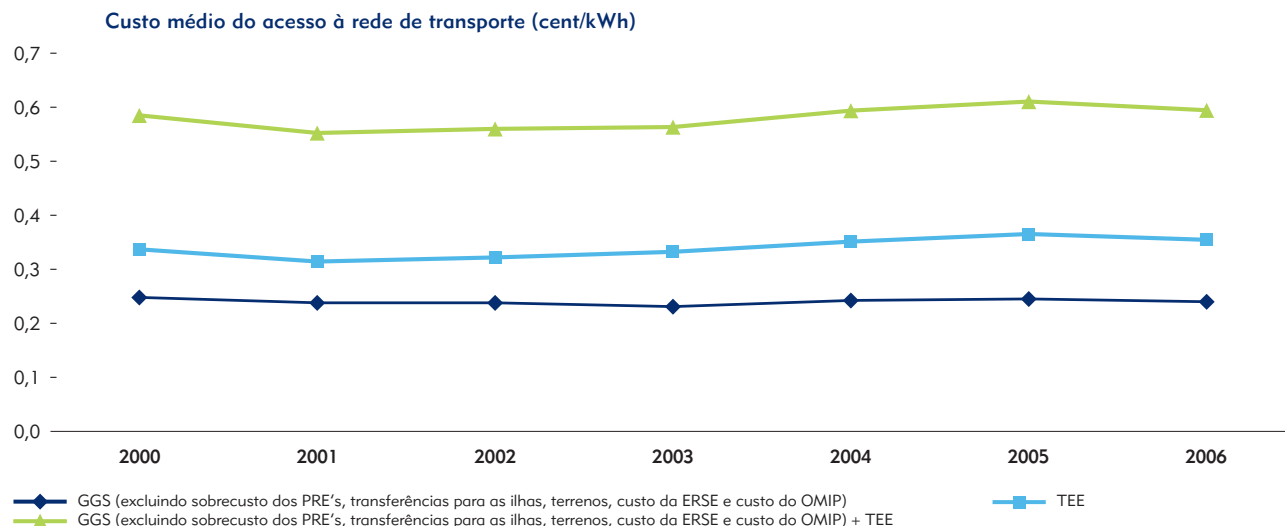
No gráfico seguinte apresenta-se a evolução dos proveitos tarifários médios destas duas tarifas, corrigidos de desvios, ao longo do período 2000-2006, retirando da tarifa UGS os sobrecustos de aquisição aos Produtores em Regime Especial, os custos com as transferências para as Regiões Autónomas dos Açores e Madeira, os custos associados aos terrenos das centrais, os custos de funcionamento da ERSE e os custos de funcionamento do OMIP imputados ao sector eléctrico, que constituem custos exógenos às funções da REN no âmbito da Gestão Global do Sistema.

Excluindo os cinco tipos de custos referidos, verifica-se que o custo médio global do acesso à rede de transporte aumentou, entre 2000 e 2006, cerca de 1,63% decorrente de um aumento do custo médio da actividade de Transporte de Energia Eléctrica de 5,22% e de uma diminuição do custo médio da actividade de Gestão Global do Sistema de 3,24%.

Trocas comerciais transfronteiriças

A ETSO (European Transmission System Operators), associação constituída por operadores de redes de países europeus, nomeadamente, todos os pertencentes à União Europeia "a quinze", à Suíça, à Noruega, à Eslovénia, à República Checa, à Hungria, à Polónia, à Eslováquia e à Estónia, em ligação com a Comissão Europeia e os Reguladores dos vários países europeus através do ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas), grupo que actua como consultor da Comissão em assuntos de energia, é responsável pela aplicação de um mecanismo para compensar a rede de transporte de cada país pela sua utilização por trânsitos de energia eléctrica induzidos por terceiros.

Os critérios de funcionamento daquele mecanismo, actualmente designado por ITC (Inter-TSO Compensation), levam a que cada operador de rede



de transporte pague em função das suas exportações e importações líquidas e receba na proporção da energia de trânsito induzida na sua rede.

Durante 2006, a redução das importações solicitadas pelos agentes de mercado provocou um decréscimo de 33% no montante da ITC face ao ano de 2005, o que constituiu saldo pagador para a REN de 3,6 milhões de euros.

Correcção de Hidraulicidade

As tarifas de venda de energia eléctrica em Portugal repercutem, por norma, custos médios de produção, ao invés de flutuarem, ao longo dos anos, de acordo com a variabilidade hidroeléctrica, particularmente significativa em Portugal.

Para compatibilizar este objectivo de estabilidade tarifária com o da estabilidade dos resultados das empresas eléctricas expostas ao risco de hidraulicidade têm existido, desde há longos anos no sector eléctrico, mecanismos financeiros de compensação interanual de custos.

O actual mecanismo de Correcção de Hidraulicidade encontra-se especificamente enquadrado pelo Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de Setembro, e pela Portaria n.º 987/2000, de 14 de Outubro. De acordo com a mecânica legalmente instituída, a conta de Correcção de Hidraulicidade constitui um fundo financeiro de regularização interanual. A REN, dentro do actual modelo organizativo do sector, gere os saldos desta conta recebendo ou pagando, respectivamente, os sobrecustos de períodos secos e os menores custos de períodos húmidos. De acordo com as disposições legislativas referidas, a conta da Correcção de Hidraulicidade é detida pela EDP – Energias de Portugal, S.A.

Os movimentos anuais à conta de Correcção de Hidraulicidade e vários parâmetros de gestão do mecanismo (nível de referência do saldo da conta e preço máximo de referência do fuelóleo) são aprovados por Despacho do Ministro da Economia e Inovação.

As afluências hidroeléctricas apresentaram-se bastante irregulares ao longo do ano 2006, oscilando entre valores extremamente desfavoráveis, ocorridos em Janeiro e

Fevereiro, e valores excepcionalmente elevados em Outubro, Novembro e Dezembro, vindo a produtividade hidroeléctrica do ano de 2006 a situar-se muito próxima do correspondente valor médio.

Tendo em atenção a mecânica instituída para a Correcção de Hidraulicidade, particularmente sensível à evolução do preço dos combustíveis das centrais que em cada período desempenham o papel de central marginal e ao próprio nível da conta de Correcção de Hidraulicidade, o valor global da Correcção de Hidraulicidade veio a constituir um custo para a REN no montante de 25,1 milhões de euros.



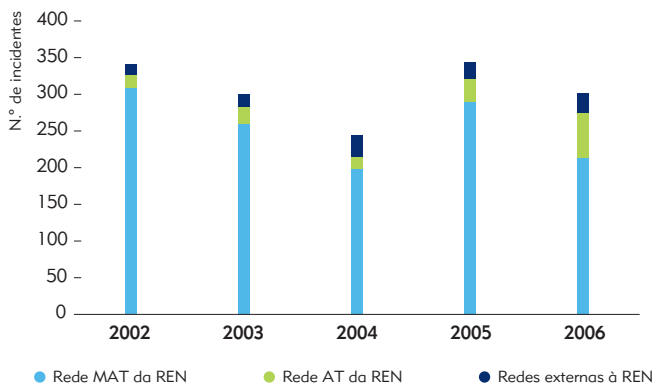
EXPLORAÇÃO DA REDE

Comportamento das redes

Durante o ano de 2006 não se verificaram na Rede Nacional de Transporte quaisquer congestionamentos significativos. A rede mostrou-se adequada aos diversos cenários de equilíbrio produção-consumo a que foi sujeita. Em meados do ano, devido à entrada em serviço da linha Tunes-Estói, foi dado o primeiro passo para melhorar a segurança da rede que alimenta a região do Algarve.

No que respeita a perturbações, verificou-se uma melhoria global significativa do comportamento da rede, tendo ocorrido 301 incidentes (menos 13% que em 2005), dos quais 213 tiveram origem na Rede de Muito Alta Tensão (MAT) da REN, 61 na Rede de Alta Tensão (AT) da REN e 27 em outras redes mas com impacto nas redes MAT e AT da REN.

Evolução do número de incidentes



Apenas 19 incidentes, representado 6% do total, provocaram interrupções do fornecimento de energia eléctrica a consumidores, tendo 6 destes incidentes tido origem em redes externas à concessionada à REN.

Deste conjunto de 6 incidentes, merece relevo especial o ocorrido em 4 de Novembro, consequência de uma forte perturbação na rede eléctrica europeia interligada da UCTE (Union for the Coordination of

Transmission of Electricity), com origem no norte da Alemanha e que conduziu à separação da rede europeia em três zonas distintas.

A zona da rede europeia onde ficou englobado o sistema português foi afectada por um défice de produção em relação ao consumo, pelo que foram activados os deslastes frequencimétricos de carga pelos diversos TSO (Transmission System Operators) que operam nesta zona, para um rápido e efectivo reequilíbrio da produção-consumo. O deslastre frequencimétrico verificado pelos diferentes TSO envolvidos superou os 17 000 MW, tendo o contributo do sistema português ultrapassado os 1 200 MW.

Assim, em Portugal Continental, bem como na maioria dos países da Europa Ocidental, houve a necessidade de se proceder a interrupções de fornecimento de energia eléctrica em diversos pontos de entrega, por razões de segurança do sistema eléctrico.

Não considerando este incidente com origem na rede europeia, os restantes 18 incidentes com incidências na satisfação dos consumos tiveram um impacto localizado, de curta duração e, portanto, com pequena gravidade.

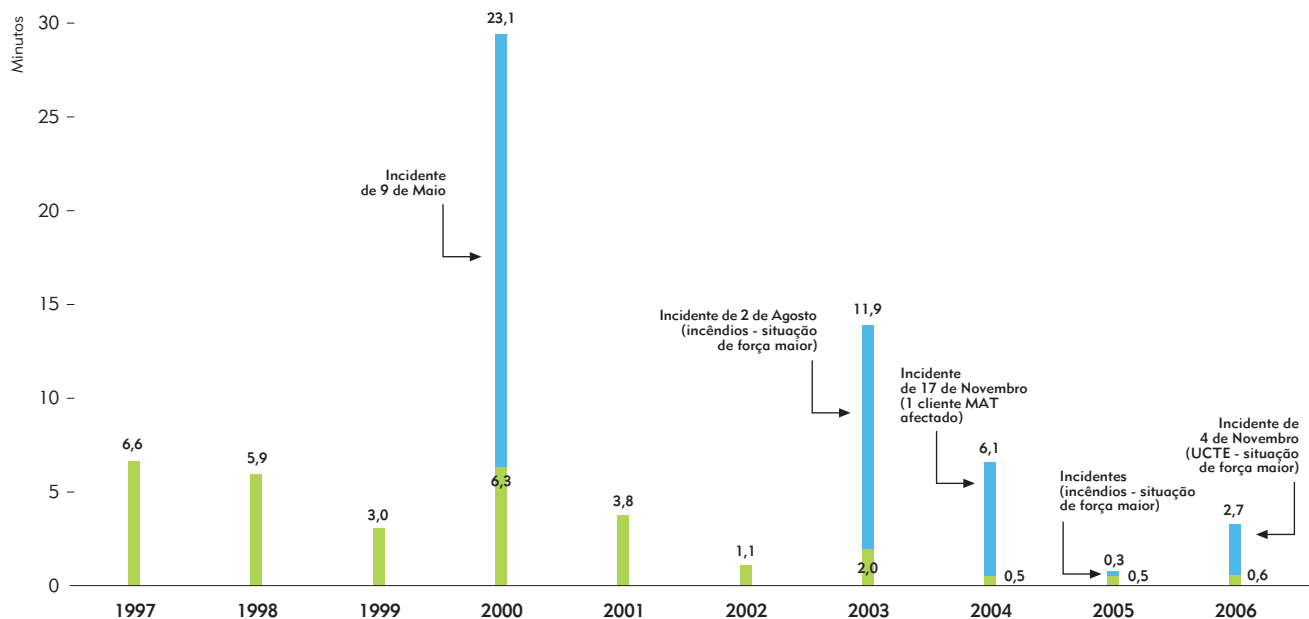
Qualidade de serviço

O ano de 2006 constituiu o segundo melhor ano de sempre no que respeita à continuidade do serviço prestado pela Rede Nacional de Transporte. O indicador Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) registou o valor de 0,57 minutos, que está praticamente ao nível do registado no ano anterior (0,49 minutos). Outra forma de exprimir este indicador é dizer que a continuidade de serviço foi garantida em 99,99989% do tempo.

Se fosse considerado o incidente de 4 Novembro, com origem na rede eléctrica europeia e classificado como fortuito ou de força maior, o valor do TIE seria de 3,28 minutos. Pelo gráfico seguinte pode constatar-se a tendência para uma melhoria sustentada da continuidade de serviço, excluídas as situações pontuais e de carácter excepcional ou de força maior assinaladas.

Em resultado dos incidentes que afectaram directa ou indirectamente as redes de concessão REN, o valor

Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente – TIE



estimado da Energia Não Fornecida (ENF) em 2006 é de 42,1 MWh, excluído o incidente de 4 de Novembro, cuja ENF, directamente imputável à REN, se calcula em cerca de 201,8 MWh.

Prosseguiu em 2006 a monitorização da qualidade da onda de tensão na generalidade dos pontos de entrega e de interligação da RNT, de acordo com o plano submetido à Direcção-Geral de Geologia e Energia.

As medições efectuadas continuam a mostrar resultados que se enquadram, com um reduzido número de excepções em casos pontuais e localizados, nos valores recomendados no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Linhas

Mantém-se a tendência, já verificada em anos anteriores, para uma melhoria global do desempenho das linhas da RNT. A taxa global de disponibilidade dos circuitos de

linha, incluindo os painéis terminais, foi em 2006, de 98,6%, o que representa uma melhoria de 2,9%, face ao valor homólogo do ano anterior.

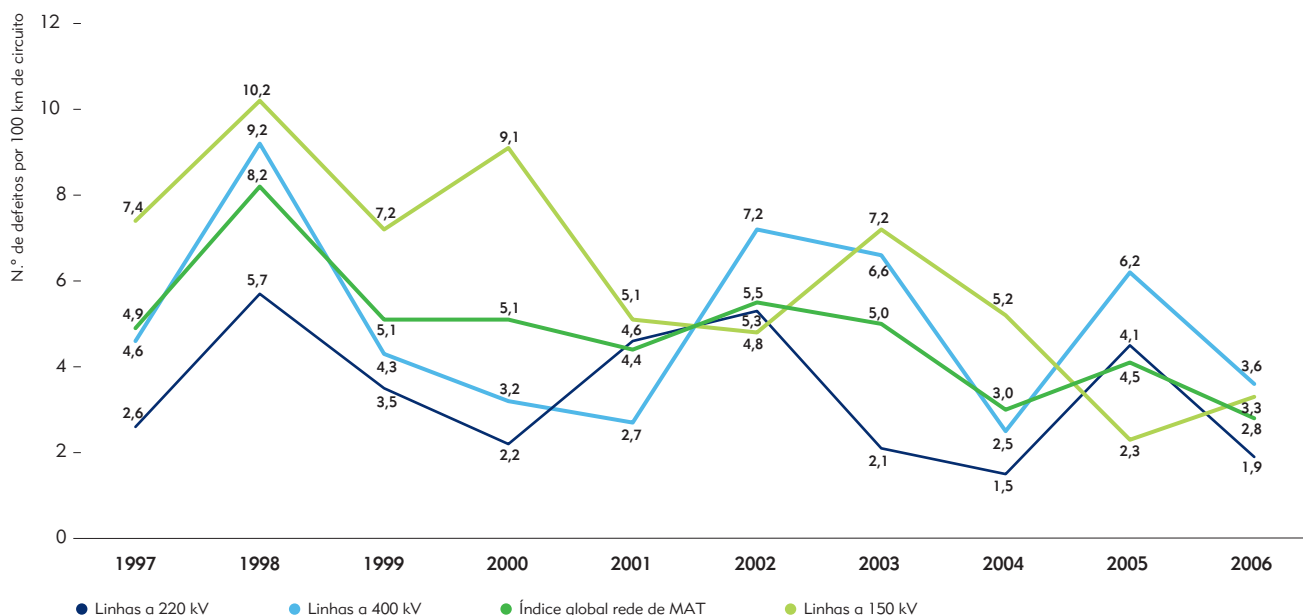
O gráfico da figura seguinte ilustra o desempenho das linhas nos últimos anos, por nível de tensão, no que respeita ao número de defeitos nelas registados por 100 quilómetros de circuito.

Os valores de 2006 são significativamente inferiores à média dos últimos 10 anos. O índice global da rede MAT diminuiu em 32%, situando-se agora num patamar nunca anteriormente alcançado de 2,8 defeitos por 100 km de circuito.

Contribuíram para esta melhoria os seguintes factores principais:

- Reforço da capacidade de transporte (*upratings*) operado nos últimos anos em muitas linhas, com

Evolução do número de defeitos com origem em linhas da RNT por 100 km de circuito



substituição de cadeias de isoladores e melhoria da blindagem contra descargas atmosféricas;

- Substituição maciça de isoladores cerâmicos e de vidro por isoladores compósitos em linhas críticas, instaladas em zonas de forte poluição;
- Acções de monitorização da contaminação dos isoladores e subseqüentes lavagens estivais mais eficazes;
- Ocorrência de condições atmosféricas favoráveis e a redução do número de incêndios na proximidade das linhas.

A maioria dos incidentes que afectaram instalações da REN teve origem nas linhas aéreas (71,4% do total), tendo tido como principais causas a acção ambiental (56,4%) e a acção atmosférica (25,6%).

De assinalar, relativamente ao ano anterior, o aumento significativo do número de incidentes provocados por aves (cegonhas) e descargas atmosféricas e uma diminuição, também significativa, do número de incidentes atribuídos a incêndios e a nevoeiro, neblina ou poluição.

Subestações

De uma forma geral, as subestações registaram um comportamento muito favorável no seu desempenho em serviço. Verificou-se um número de avarias em transformadores de potência e disjuntores muito próximo do registado no ano anterior e uma taxa de disponibilidade média dos transformadores e autotransformadores de 98,8% (incluindo os respectivos painéis), valor ligeiramente superior (+1,3%) ao verificado em 2005.

No Relatório da Qualidade de Serviço, publicado anualmente pela REN, estes assuntos são tratados com uma maior profundidade técnica.



OBRAS EM CURSO

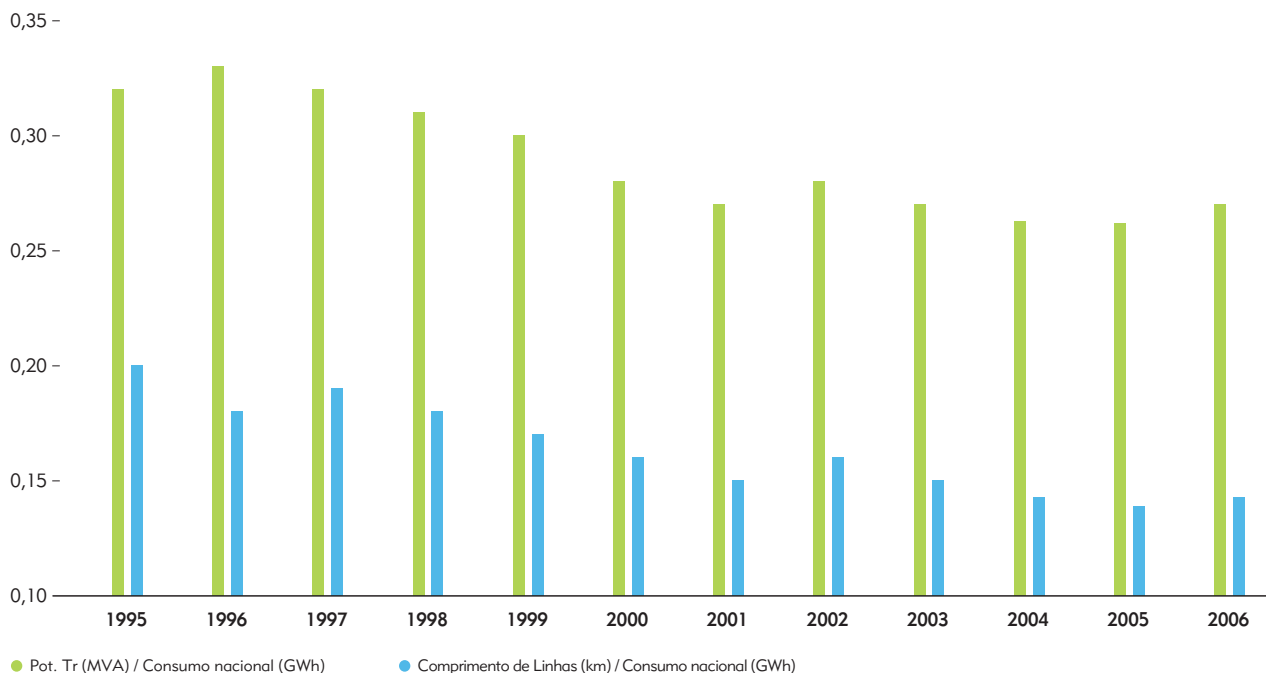
Evolução da Rede Nacional de Transporte

O desenvolvimento da RNT em 2006 incorporou um conjunto de novos reforços, os quais permitiram criar melhores condições de alimentação às redes de Distribuição e facilitar os fluxos internos e os resultantes das trocas com a rede espanhola.

Para dar uma ideia dos níveis de utilização dos equipamentos da RNT, apresentam-se na figura seguinte os indicadores potência de transformação e comprimento de linhas, em relação à evolução dos consumos, desde meados da década de 90.

A REN, num trabalho coordenado entre as Divisões de Planeamento da Rede, do Gestor do Sistema, de Equipamento e de Exploração, procedeu a uma revisão e actualização dos valores das capacidades de transporte, nominais e de sobrecarga, das linhas da RNT, o que se tornou possível, graças não só à aplicação dos normativos europeus (NP EN 50341), mas também, e fundamentalmente, à sensível e progressiva melhoria verificada no desempenho dos sistemas de comunicação, de comando e de protecção, os quais permitem uma eficácia cada vez maior na eliminação de defeitos e na reconfiguração da estrutura da rede, perante situações de defeito, ou outro tipo de contingência.

Grau de utilização



Verifica-se desde 1996 uma redução continuada destes dois indicadores, com um ligeiro aumento em 2006, evidenciando uma maior utilização dos elementos da RNT.

Com esta nova metodologia é obtida uma melhor e mais efectiva utilização da capacidade total dos equipamentos, quer na operação real diária do sistema, quer também na fase de planeamento da rede.

Para cada linha passará a ser utilizado um único valor de referência para a sua capacidade de acordo com a estação do ano, com uma indicação unívoca do valor percentual de sobrecarga admissível em termos de montante e duração, metodologia que permite uma maior facilidade, eficiência e clareza na transmissão e actualização da informação, tanto ao nível interno da Empresa como no da interacção com entidades externas.

Com esta actualização e revisão de princípios é atingida uma uniformização quase total com a Rede Eléctrica de Espanha, na definição das capacidades de transporte das linhas transfronteiriças, tendo o critério proposto seguido as recomendações internacionais, nomeadamente da CIGRÉ na sua última publicação *Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings*, de Agosto de 2006.

Projectos concluídos em 2006

Foi concluído um número elevado de projectos, originando acréscimos anuais significativos no número de instalações da RNT em serviço: + 360 km de linha de todas as tensões, + 3 subestações e + 1 167 MVA de transformação.

Salienta-se, além das três novas subestações, Bodiosa, Paraimo e Portimão, a conclusão da linha Tunes-Estói, a 150 kV, fundamental para a melhoria dos níveis de qualidade de serviço na alimentação do Sotavento algarvio.

Também merece destaque, na zona centro-norte, a conclusão das linhas Castelo-Branco e Valdigem-Bodiosa-Paraimo, e ligação directa à RNT de dois novos parques eólicos; na zona da Grande Lisboa, a remodelação para dupla da linha Fanhões-Alto de Mira 2.

Nas instalações existentes também foram concluídos diversos projectos, que se traduziram no reforço da capacidade de transporte de 9 linhas; no aumento da transformação em 5 subestações; no acréscimo de potência reactiva para compensação do factor de potência em 7 subestações.

Principais investimentos em curso

Reforço na capacidade de interligação

Está previsto que, a partir de 2008, a capacidade de transporte da interligação internacional seja aumentada, de forma faseada, com uma nova subestação na zona de Lagoaça, inicialmente sem transformação, e com a criação de novas linhas reforçando as ligações a Aldeadavila. Paralelamente, decorrerá o reforço da capacidade de transporte de diversas linhas já existentes, para poderem acomodar o acréscimo de energia a transportar em resultado do reforço da interligação.

Ligação de produtores em regime especial

A ligação à RNT destes produtores de energia eléctrica leva à criação de novas instalações, ou à modificação de instalações existentes para poder receber toda a produção deste tipo disponível. Assim, prevê-se que nos próximos anos sejam abertas 6 novas subestações, no Minho, Trás-os-Montes, Beira Interior e Alentejo, aqui para receber a produção fotovoltaica; bem como sejam feitos reforços de transformação e de número de painéis de linha em diversas subestações existentes.

Alimentação de grandes pólos de consumo

Para dar resposta ao aumento sustentado da procura de energia eléctrica nos grandes pólos de consumo há que proceder ao reforço da rede de muito alta tensão nessas zonas, melhorando a sua capacidade de injeção de energia nas redes de distribuição.

Por isso está prevista, a partir de 2007, a criação de diversos novos injectores em Trás-os-Montes, Beira Interior e Estremadura.

Também estão programados o estabelecimento da ligação MAT entre a Beira Interior e o Alentejo e a criação de uma nova alimentação ao Algarve a partir de Sines.

Continuarão a ser feitas intervenções em linhas já existentes, prevendo-se, em 2007, a concretização do reforço de 10 linhas.

No mapa da RNT que integra este relatório é ilustrada a localização dos principais reforços previstos a curto e médio prazo.

A PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Em 2006, a DGGE não atribuiu Pontos de Recepção (PR) para ligação de Produtores em Regime Especial na rede de Muito Alta Tensão (MAT), mantendo-se, por isso, os que tinham sido atribuídos até ao final de 2005.

A repartição da potência instalada e da potência de ligação dos Produtores em Regime Especial, por tipo de tecnologia, caracteriza-se no quadro seguinte, onde, mais uma vez, se destaca o elevado crescimento, quer em número quer em capacidade instalada, da componente eólica, cuja potência instalada e ligada ultrapassa já, respectivamente, os 1 900 MVA e os 1 700 MVA.

de ligação na RNT num futuro próximo – os projectos eólicos – a situação no final de 2006 era a seguinte:

Projectos Eólicos que aguardam concretização pelos promotores

Natureza	Número	Potência de Ligação (MVA)
Projectos com Ponto de Recepção atribuído (Decreto-Lei 168/99)	31	288
Projectos com Ponto de Recepção atribuído (Decreto-Lei 312/01)	58	1 619
Projectos atribuídos na Fase A do Concurso Internacional para construção de novos parques eólicos em Portugal	48	1 000
Total	137	2 907

Da potência total indicada no quadro anterior, 1 384 MVA ligarão à rede de MAT da RNT.

Projectos PRE – Número de centros produtores, potência instalada e potência de ligação

Natureza	Número de PRE		Potência Instalada [MVA]		Potência de Ligação [MVA]	
	Total em 2006-12-31	Acréscimo em relação a 2005	Total em 2006-12-31	Acréscimo em relação a 2005	Total em 2006-12-31	Acréscimo em relação a 2005
Cogeração	135	3	1 366	15	742	13
Mini-hídrica	121	3	415	17	398	12
Eólica	132	27	1 908	752	1 739	684
Outros(*)	62	15	394	20	193	18
Total	450	48	4 083	804	3 072	727

(*) Biogás, biomassa, fotovoltaico, microgeração, ondas, resíduos sólidos urbanos (RSU) e outros resíduos

A potência eólica instalada em 2006 foi de 752 MVA (65% da instalada até ao final de 2005), sendo 540 MVA respeitantes a parques eólicos ligados à RNT.

De referir ainda o crescimento do peso da PRE no sistema electroprodutor nacional que, em 2006, atingiu cerca de 28% em termos de capacidade instalada e cerca de 18% em termos de contribuição para a satisfação da procura global de energia eléctrica referida à emissão para a rede.

No que diz respeito aos projectos de PRE que mais irão contribuir para o aumento da potência

A potência eólica já ligada, 1 739 MVA, acrescida da potência eólica atribuída aos promotores para concretização, 2 907 MVA, atinge o valor de 4 646 MVA no final de 2006. Se a este valor se adicionar a potência de 400 a 500 MVA, que será atribuída no âmbito da Fase B do Concurso Internacional para a construção de novos parques eólicos em Portugal, cujo resultado será conhecido no corrente ano de 2007, ultrapassa-se o valor de 5 000 MVA, patamar que se considera suficiente para que 39 % do consumo bruto total de electricidade seja satisfeito a partir de Fontes de Energia Renovável (FER), objectivo definido na Directiva Comunitária 2001/77/CE (conhecida como Directiva das Renováveis).

NEGÓCIO DE TRANSPORTE E ARMAZENAGEM DE GAS NATURAL

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que aprovou a estratégia nacional para a energia, iniciou o processo de enquadramento legal para a recente reestruturação do sector do gás natural em Portugal, através de legislação específica, nomeadamente o Dec.-Lei 30/2006 que estabeleceu as bases gerais da organização e funcionamento do SNGN em Portugal, e o Dec.-Lei 140/2006 que estabelece em definitivo o regime jurídico de enquadramento das diferentes actividades relacionadas com o sector do Gás Natural.

A REN – Gasodutos foi recentemente criada, exercendo a sua actividade desde 26 de Setembro de 2006. Para além dos activos de transporte, a REN – Gasodutos foi dotada, através da transmissão parcial de estabelecimento, com o quadro de pessoal que anteriormente estava afecto às actividades associadas ao transporte operação e manutenção das infra-estruturas de alta pressão.

Na mesma data foi criada a empresa de armazenamento subterrâneo REN – Armazenagem que incorporou os activos dedicados a esta actividade específica. As instalações de superfície e três cavernas, das quais duas já construídas, são agora propriedade da concessionária REN – Armazenagem. Existe no mesmo local uma concessão de armazenamento subterrâneo do grupo Galp que utiliza as instalações de superfície da REN – Armazenagem.

Neste enquadramento, as informações constantes do presente relatório e contas reflectem a actividade das novas empresas, REN – Gasodutos e REN – Armazenagem, desde a sua criação no último trimestre de 2006 por incorporação dos activos definidos nos termos do Dec.-Lei 140/2006. No mesmo diploma, ficou definida a aquisição total da empresa que detinha o terminal de GNL de Sines, a qual passou a designar-se REN ATLÂNTICO.

A apresentação de indicadores operacionais com carácter anual reflecte o registo e conhecimento da realidade operacional de cada infra-estrutura, independentemente das empresas que as realizaram no período.

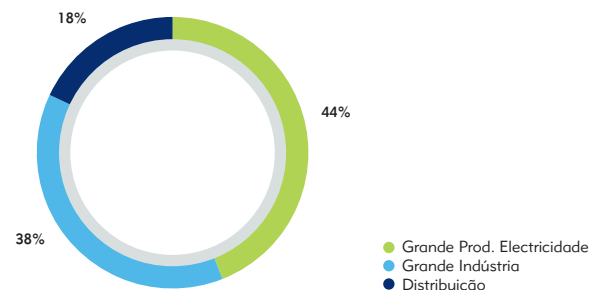
Envolvente operacional

Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

No decurso do ano de 2006 foram transportados através da infra-estrutura explorada pela concessionária da RNTGN (Rede Nacional de Transporte de Gás Natural) 51,0 mil GWh de gás natural (cerca de 4,3 bcm³), cuja repartição por entradas no sistema se cifrou em aproximadamente 45% por Sines (GN proveniente da regaseificação de GNL no Terminal de GNL de Sines operado actualmente pela REN ATLÂNTICO) e 55% por Campo Maior (GN proveniente da Argélia através do gasoduto do Magrebe). Nestas quantidades transportadas está incluído o valor de trânsito de GN da Enagás realizado através da RNTGN (entrada por Badajoz/Campo Maior e saída por Valença do Minho/Tuy), que se cifrou em 4,4 mil GWh (cerca de 0,4 bcm).

A exploração da RNTGN registou no ano de 2006 um decréscimo de 5,9% no valor agregado das entradas na RNTGN. Este decréscimo derivou da acentuada diminuição dos levantamentos de GN verificada nos grandes electroprodutores (menos 13,5%), consequência directa da indisponibilidade da Central da Tapada do Outeiro em Março e Abril, assim como da elevada hidraulicidade registada nos meses de Outubro e Novembro, em contraste com os crescimentos verificados nos segmentos da grande indústria e distribuição (aumentos de 4,4 e 5,9% respectivamente).

Consumos Nacionais em 2006



As perdas de transporte relativas a autoconsumos e purgas verificadas na RNTGN situaram-se em 0,10% do gás consumido no SNGN, tendo as perdas totais atingido

³ bcm – 1x10⁹ metro cúbico

um valor de 0,18% do gás transportado devido à contribuição das perdas por diferenças de medição no valor de 0,08% do gás transportado.

Relativamente ao Regulamento da Qualidade de Serviço do Gás Natural, publicado pela DGGE em 2002 e em vigor desde 1 Janeiro de 2003 e no que diz respeito aos indicadores referentes à continuidade de serviço, nomeadamente a Disponibilidade do Sistema de Transporte e a Duração Média das Interrupções de Abastecimento de Gás relativamente ao total de pontos de entrega, os resultados referentes a 2006 indicam respectivamente 100% e 0 min., excedendo-se, assim, os padrões correspondentes de 99% e 90 min. definidos nesse regulamento.

Em relação aos indicadores referentes às características do GN, nomeadamente a Conformidade dos valores de Poder Calorífico Superior do gás fornecido e a Conformidade dos valores do índice de Wobbe do gás fornecido, os resultados de 2006 indicam para ambos os valores 100%, cumprindo-se igualmente os padrões de 98% definidos no regulamento da DGGE.

Armazenamento Subterrâneo

Durante o ano de 2006 foram injectados nesta infra-estrutura 1,5 mil GWh e extraídos 0,8 mil GWh, totalizando, assim, um valor de 2,3 mil GWh de gás natural movimentado, o que representa um acréscimo de 13% face ao ano anterior.

Os totais registados ficaram a dever-se não só aos processos de comissionamento e recepção final das cavernas REN (Fevereiro), de lixiviação de nova caverna REN (Maio) e de enchimento da caverna Galp (Julho a Outubro), mas também em resultado das necessidades operacionais verificadas em Janeiro e Fevereiro e derivadas do défice de entradas na RNTGN face aos consumos existentes nessa altura (extração de cerca de 0,6 mil GWh). Os autoconsumos verificados nesta infra-estrutura foram de 2,1% do volume injectado.

O *stock* de gás existente nestas instalações, incluindo a caverna detida pela Transgás – Armazenagem, totalizou no final do ano 2 757 GWh.

Terminal de Armazenamento e Regaseificação de Sines

Relativamente ao Terminal de Sines, foi descarregado um total de 28 navios, num valor de 24,2 mil GWh. O valor

entregue pelo Terminal à RNTGN foi de 23,1 mil GWh e corresponde a um aumento de 20% face ao ano de 2005. Por camiões cisterna de GNL, foi entregue a quantidade de 484 GWh, que corresponde a um aumento de 52% relativamente ao ano de 2005 e a 2,0% das saídas totais desta infra-estrutura.

De salientar que, em consequência das interrupções verificadas na emissão de GN entre Janeiro e Dezembro de 2006, que totalizaram 39 horas, resultantes de actividades de manutenção programada, e 2 horas, resultantes de paragens não previstas, o índice de disponibilidade desta infra-estrutura atingiu, neste ano de 2006, o valor de 99,53%.

A REGULAÇÃO ECONÓMICA DA ACTIVIDADE

As concessões

Foram celebrados em 26 de Setembro de 2006 os contratos de concessão entre o Estado português e as empresas gasistas da REN. À REN – Gasodutos foi atribuída a responsabilidade pelo recebimento, transporte e entrega de gás natural através da sua rede de alta pressão, à REN – Armazenagem, a concessão do armazenamento subterrâneo no Carriço, concelho de Pombal, e à REN ATLÁNTICO a concessão de exploração do terminal de GNL em Sines, englobando as actividades de recepção, armazenamento, tratamento e regaseificação de GNL em alta pressão, bem como a carga e expedição de camiões cisterna ou navios metaneiros.

Inclui-se o planeamento, o desenvolvimento, a expansão e a gestão técnica da RNTGN e construção das respectivas infra-estruturas, a gestão das interligações internacionais em alta pressão e as infra-estruturas de armazenamento e terminais de regaseificação.

Dá-se particular relevo à Gestão Técnica Global do SNGN (Sistema Nacional de Gás Natural), que engloba todas as infra-estruturas de gás natural, e o conjunto de actividades e responsabilidades da sua coordenação, de forma a assegurar a segurança e continuidade do abastecimento de gás natural. No campo da segurança de abastecimento está igualmente atribuído à REN o controlo da constituição e manutenção das reservas de segurança de gás natural.

As empresas concessionárias são responsáveis pela operação, exploração e manutenção das respectivas infra-estruturas.

A equivalência entre a energia indicada em kWh e o m³ normal depende do poder calorífico superior do gás, que é variável, pelo que não se pode indicar a equivalência correcta. Pode para cálculos aproximados usar-se uma equivalência mais grosseira de 1 m³(n) – 11,8 kWh.

Permite-se outras actividades para além das integradas no objecto dos contratos de concessão, desde que fundamentadamente haja proveito para a concessão, ou permita otimizar os bens que lhe estão afectos, desde que essas actividades sejam acessórias e complementares e não prejudiquem a regularidade e a continuidade da prestação do serviço público.

As concessionárias desenvolvem a sua actividade num contexto regulado pela legislação em vigor, pelos Contratos de Concessão de Serviço Público celebrados com o Estado e pelos Regulamentos estabelecidos, quer pela Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE), quer pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), alguns ainda em fase de publicação.

Durante 2006, a ERSE fez publicar quatro dos regulamentos da sua responsabilidade: Qualidade de Serviço, Tarifário, Relações Comerciais e Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações, faltando ainda a publicação do Regulamento de Operação das Infra-Estruturas, que regulará as questões técnicas de acesso e a sua utilização.

Na sequência destes regulamentos, estão em preparação os procedimentos e os elementos necessários ao acesso de terceiros, de modo a que no início do ano gás de 2007/2008, em 1 de Julho de 2007, possam estar definidos todos os instrumentos necessários à aplicação dos novos regulamentos.

No cumprimento do disposto no Dec.-Lei 140/2006, foi concluída e aprovada pelo Governo a reavaliação para efeitos regulativos dos activos das três subsidiárias da área das infra-estruturas de gás natural que passarão a ser tomados como base no cálculo dos proveitos permitidos pela entidade reguladora.

A liberalização

O calendário de abertura do mercado foi estabelecido pelo Dec.-Lei 140/2006, tendo-se definido a abertura aos clientes de produção ordinária de energia eléctrica em 2007, para os grandes clientes industriais, com consumo anual superior a 1 Mm³ em 2008, para clientes acima de 10 000 m³ anuais em 2009 e para o restante mercado a partir de 1 de Janeiro de 2010.

Características específicas da regulação do gás natural

O ano gás é definido num período de 1 de Julho a 30 de

Junho do ano seguinte, sendo o período de regulação de três anos com revisão anual de tarifas.

As empresas REN não adquirem gás natural para comercialização. O gás contido nas infra-estruturas é de propriedade dos utilizadores.

O sistema regulativo reconhece apenas a utilização da infra-estrutura sem pagamento prévio da reserva de capacidade. O regime geral de resolução de congestionamentos físicos ou contratuais é o leilão. As tarifas são *ex-ante* com correcção *ex-post* desfasada de dois anos. Prevê-se um sistema de alisamento tarifário para as empresas REN – Gasodutos e REN ATLÂNTICO.

A remuneração das actividades reguladas

No quadro regulador, a remuneração das empresas REN do gás natural é definida no âmbito do Regulamento Tarifário, pela definição dos proveitos permitidos que decorrem fundamentalmente da remuneração dos activos fixos ao custo médio ponderado do capital definido para cada período de regulação pela entidade reguladora. Os custos operacionais reconhecidos são incluídos nas tarifas.

As actividades reguladas exercidas pela REN – Gasodutos são o Transporte de Gás Natural em Alta Pressão e a Gestão Técnica Global do Sistema, neste último caso com responsabilidades na globalidade do SNGN. Das actividades reguladas previstas no âmbito do regulamento tarifário, o transporte de gás natural em alta pressão é remunerado pela tarifa de uso da rede de transporte e a actividade de Gestão Global do Sistema pela tarifa de uso global do sistema.

Na REN – Armazenagem estabelece-se uma tarifa de armazenagem com preço proporcional à energia armazenada em cada dia e aos volumes diários injectados e extraídos do armazenamento.

No caso do Terminal de Sines, existem as actividades de recepção, armazenamento, regaseificação e entregas de GNL a camiões-cisterna. Estas actividades são remuneradas através de uma tarifa com um preço de recepção dependente da energia descarregada, um preço de armazenamento dependente da quantidade de energia nos tanques em cada dia, e um preço de regaseificação dependente da capacidade utilizada e energia emitida para a rede. Os camiões-cisterna possuem para cada carga uma tarifa específica.

Trânsito

A REN – Gasodutos adquiriu com os activos de transporte um conjunto de contratos e participações através dos quais presta serviços de trânsito na rede nacional ao operador da rede de Espanha de alta pressão, a Enagás, e cuja actividade se refere no capítulo referente à envolvente operacional da rede de alta pressão.

TRANSPORTE EM ALTA PRESSÃO

Exploração da RNTGN e sua evolução

Operação e Manutenção da Infra-Estrutura

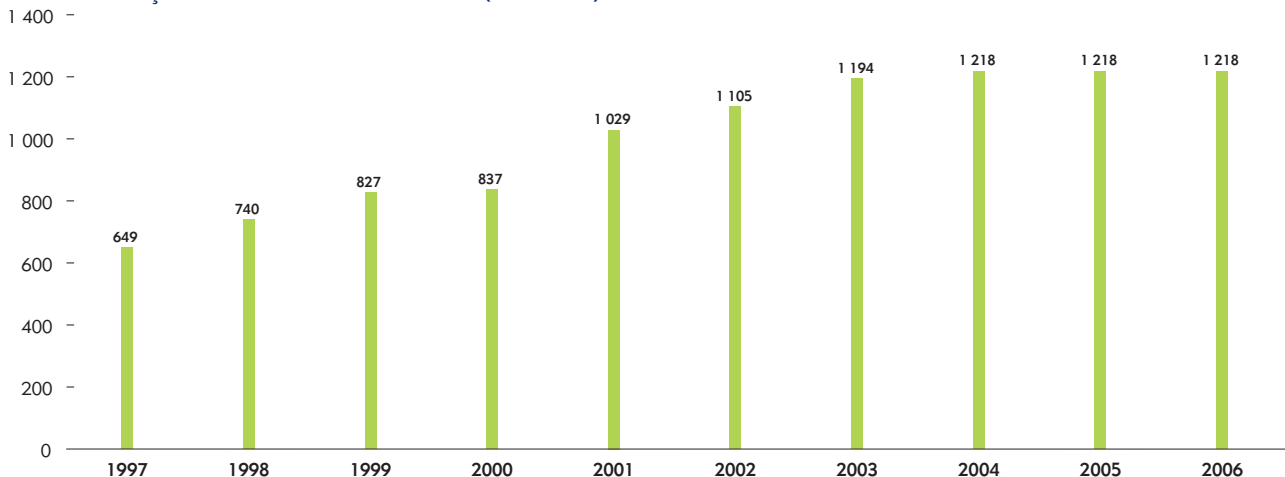
A infra-estrutura em serviço foi complementada com a entrada em funcionamento de um novo PE (Ponto de Entrega) à RNDGN, através da estação GRMS 08309-Pego, para o abastecimento em GN à rede de distribuição operada pela concessionária Tagusgás.

No final do ano de 2006, a RNTGN incorporava as seguintes infra-estruturas principais:

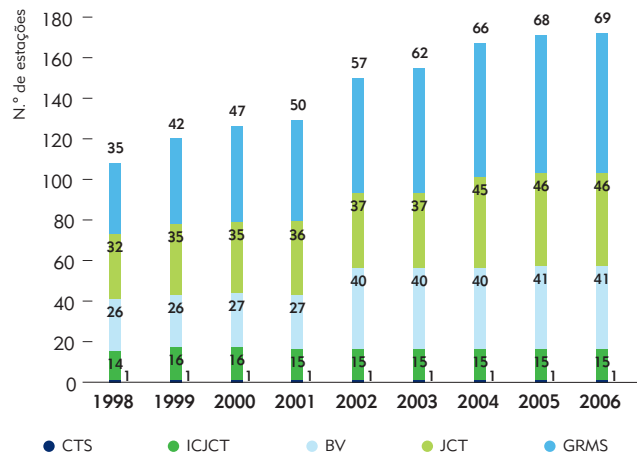
- Gasodutos em AP (alta pressão) = 1,218 km
- Estações de Junção (JCT) = 46
- Estações de Seccionamento (BV) = 41
- Estações de Derivação (ICJCT) = 15
- Estações de Regulação e Medida (GRMS) = 69
- Estações de Transferência de Custódia (CTS) = 1

Os gráficos seguintes ilustram a evolução da infra-estrutura desde o ano de 1998.

Evolução de km – Gasoduto 1.º Escalão (PN=84 bar)

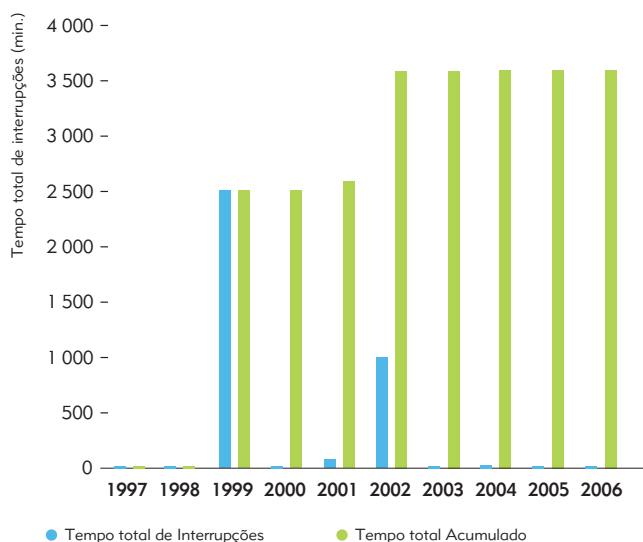


Estações da RNTGN

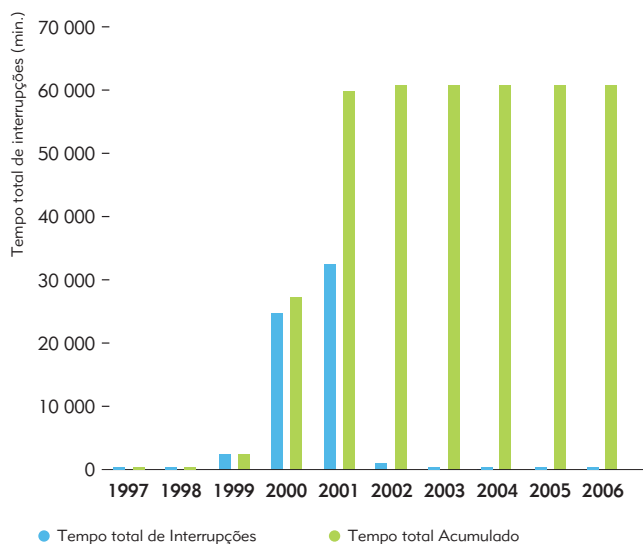


Não se registaram quaisquer interrupções de fornecimento durante o ano de 2006, traduzindo-se, assim, os diferentes indicadores de qualidade de serviço expressos no RQS (Regulamento de Qualidade de Serviço) aprovado e publicado pela ERSE, por valores iguais a zero. Na página seguinte apresentam-se os valores, anuais e acumulados, para alguns indicadores, desde o início da exploração da RNTGN.

Interrupções controláveis acidentais



Interrupções controláveis



Também não se registaram quaisquer incidentes na infra-estrutura de transporte em AP (alta pressão), mantendo-se o indicador acumulado de índice de incidentes com fuga não intencional de gás, publicado pelo EGI^G (European Gas Pipeline Incident Data Group) de que a REN – Gasodutos é operador integrante, igual a zero incidentes/1 000 km de infra-estrutura exposta/ano.

Principais investimentos em curso

A REN – Gasodutos realizou, no último trimestre do ano, um investimento de cerca de 0,7 milhões de euros.

O novo enquadramento legislativo e regulamentar veio colocar a necessidade da preparação prévia de Planos de Desenvolvimento e Investimento das diferentes infra-estruturas constituintes da RNTIAT, o que implicou a adopção de princípios e metodologias de planeamento da rede de transporte e a organização da função Planeamento de Rede na estrutura da REN – Gasodutos.

Esta nova estrutura organizativa desenvolveu e preparou, já no decurso do 4.º trimestre, um Plano Intercalar de Investimentos na RNTIAT, para o período de 2007 até ao 1.º Semestre de 2008, e que no que diz respeito em particular à infra-estrutura da RNTGN, de que a REN – Gasodutos é concessionária, contempla projectos no montante global de cerca de 93,5 Milhões €.

Este Plano Intercalar de Investimento contempla, como projectos mais relevantes:

- Projectos de Ligação à RNDGN (Novas GRMS para redes de distribuição);
- Projectos de Reforço Interno/Remodelação da RNTGN (no âmbito da adequação das infra-estruturas às necessidades de operação em mercado ou compatibilização operativa, como a odorização, os sistemas de medida e arquivo, novos equipamentos de GRMS, etc.);
- Ligações a Clientes de AP (alta pressão).

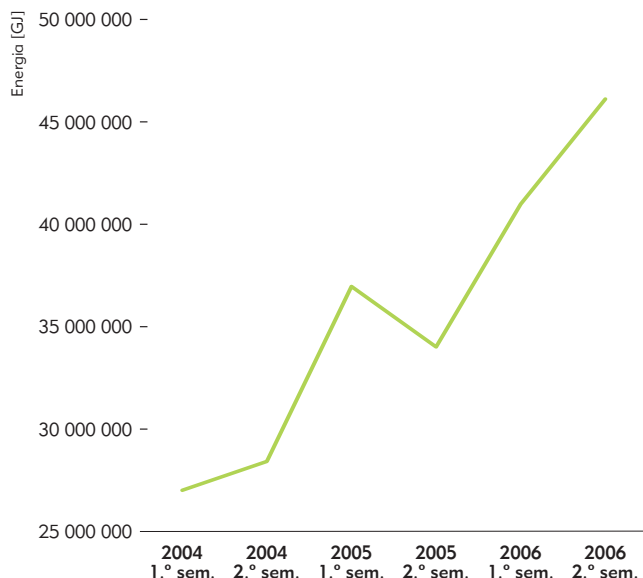
RECEPÇÃO, ARMAZENAGEM E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL

O ano de 2006 é o terceiro de operação do Terminal GNL de Sines, considerando-se este como um ano de consolidação operacional e institucional.

Durante o ano de 2006, a REN ATLÂNTICO recebeu e descarregou 28 navios metaneiros, procedentes

da Nigéria, mais 22% do que em 2005, num total de 3 561 397 m³ GNL correspondente a um valor energético de 87 100 566 GJ ou 24 194 602 MWh. O ano de 2006 confirmou a tendência de aumento de actividade do Terminal GNL de Sines.

Energia (GJ) descarregada semestralmente por navio



O tempo médio efectivo de descarga foi de 20 horas e 20 minutos contra 20 horas e 53 minutos em 2005, o que reflecte uma estabilização e amadurecimento dos processos de operação. Foram certificados 4 novos navios, totalizando um total de 47 navios metaneiros certificados para acostagem no Terminal da REN ATLÁNTICO.

Enchimento de camiões-cisterna

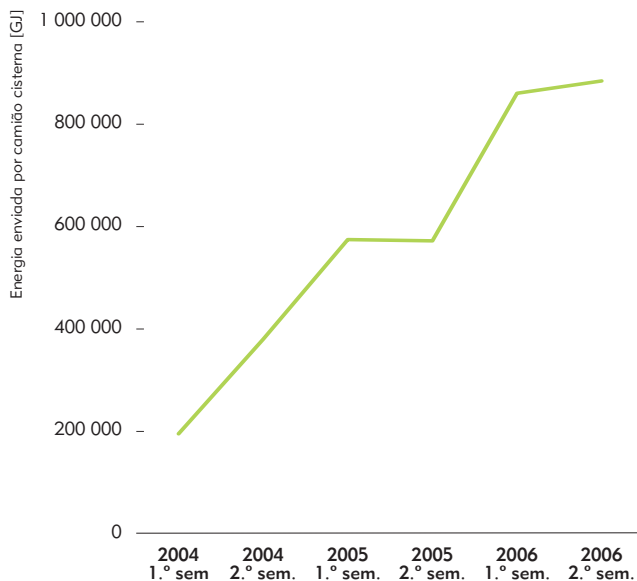
As baixas temperaturas sentidas durante o Inverno, assim como a abertura de novas unidades autónomas de gás ou a expansão dos abastecimentos ao mercado espanhol, implicaram um forte crescimento da actividade de enchimento de camiões cisterna. Com efeito, durante o ano de 2006 foram carregadas 1 618 cisternas, contra um total de 1 059 durante todo o ano de 2005.

Distribuição por camiões-cisterna

Norte (A. Valdevez, Bragança, Chaves, Mirandela, M. Cavaleiros, Penafiel, V. Castelo e Vila Real)	35%
Centro (Estrela, Sátão e Tocha)	21%
Sul (Évora, Odemira, Olhão e Portimão)	21%
Espanha (por Tuy)	10%
Espanha (por Badajoz)	8%
Espanha (por Ayamonte)	5%



Energia (GJ) carregada semestralmente em cisternas

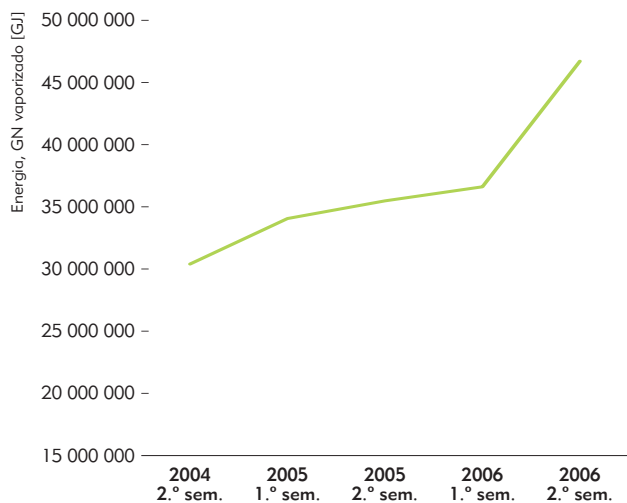


A actividade de enchimento de cisternas, apesar da forte expansão, representou, no entanto, apenas 2% das quantidades movimentadas no Terminal.

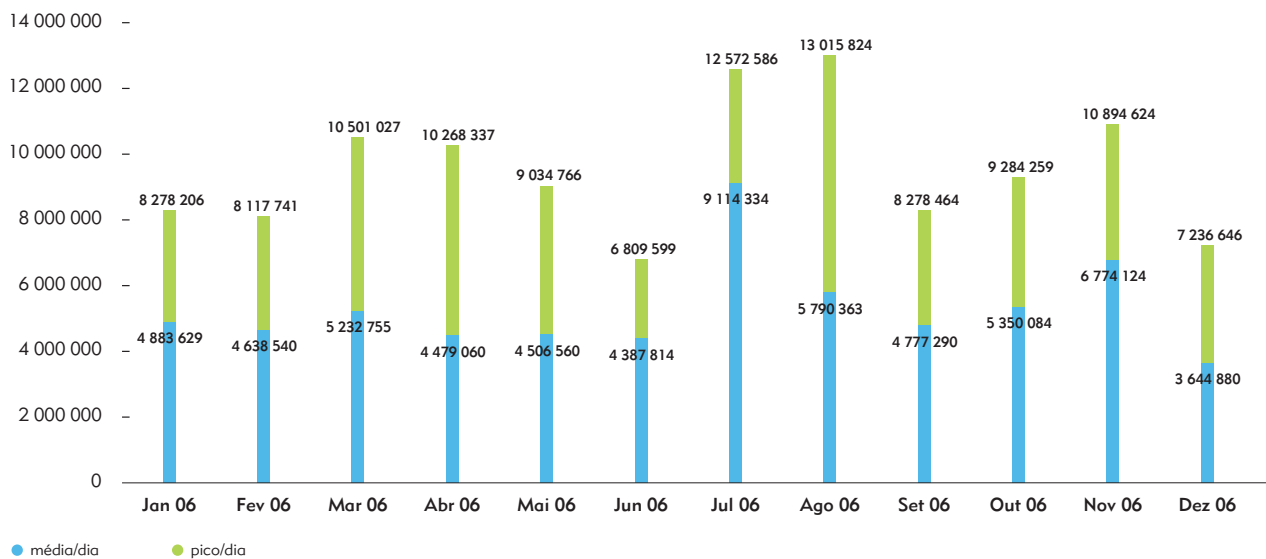
Enquadramento na RNTGN



Energia (GJ) exportada semestralmente



Emissão – ponta e média (em m³(n)/dia)



Apesar do crescimento sustentado do abastecimento a partir de Sines, a actividade do Terminal continua muito condicionada às necessidades de pico do sistema, sendo as nomeações quase inteiramente associadas ao levantamento de quantidades de gás pelo mercado eléctrico. Como reflexo do referido anteriormente, a emissão máxima diária do Terminal, 13 015 824 m³(n), foi alcançada no dia 1 de Agosto; para uma emissão média diária de 5 305 831 m³(n) a que corresponde uma modulação de 40%.

Disponibilidade

Durante o ano de 2006 foi garantida a emissão de GN durante 8 717 horas num total anual de 8 760 horas, o que equivale a um quociente de disponibilidade de 99,51%. As 43 horas de paragem deveram-se sobretudo a três paragens programadas para manutenção. Os níveis de disponibilidade acumulada do Terminal de GNL de Sines apresentaram assim, em todos os meses, valores confortavelmente acima dos níveis contratados.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Exploração da Armazenagem Subterrânea

Prosseguiram durante o ano as actividades de construção das cavidades salinas do Armazenamento Subterrâneo do Carriço por lixiviação, destacando-se a finalização do enchimento da segunda caverna da REN, que iniciou a sua exploração comercial em 1 de Março de 2006, e a realização do enchimento da caverna da Galp, que iniciou a sua exploração comercial em 9 de Outubro de 2006.

A lixiviação é a operação de formação da caverna pela injeção controlada de água a alta pressão no seu interior e rejeição da salmoura resultante.

Prosseguiu a lixiviação da cavidade TGC 4 para a REN (a terceira, pois já existem duas construídas), que atingiu um volume geométrico de cerca de 277 000 m³ no final do ano. Antecipa-se um volume geométrico final para esta infra-estrutura de 550 000 m³, a completar até ao final do 4.º trimestre de 2007. O primeiro enchimento decorrerá no 1.º trimestre de 2008, condicionado à disponibilidade de GN.

No decorrer do ano de 2006, as instalações da Armazenagem Subterrânea movimentaram um volume total de 1,5 mil GWh (cerca de 128 Mm³(n)) em modo de injeção e 0,8 GWh (cerca de 69 Mm³(n)) em modo de extracção, incluindo a caverna da Galp em serviço.

Operação e Manutenção da Infra-Estrutura

No final do ano e comparativamente com o final do ano anterior de 2005, registava-se o seguinte balanço de quantidades armazenadas nas cavernas REN:

Total	Balanço Total			
	31-12-2006		31-12-2005	
	m ³ (n)	kWh	m ³ (n)	kWh
	171 462 612	2 042 723 759	172 591 242	2 038 462 951

Nota: as quantidades armazenadas referem-se a quantidades globais, incluindo *cushion gas* e capacidade condicionada.

À data de 31 de Dezembro de 2006 as características nominais de capacidade das diferentes cavidades e da totalidade do Armazenamento Subterrâneo registavam os seguintes valores por cavidade:

	TGC-3		TGC-5	
	m ³ (n)	kWh	m ³ (n)	kWh
<i>Cushion gas</i>	40 601 721	480 724 378	33 133 573	392 301 508
Condicionada	53 520 451	633 682 134	43 676 074	517 124 715
Máxima	93 506 994	1 107 122 809	80 323 814	951 033 959

Notas relativas ao quadro anterior:

<i>Cushion gas</i>	Capacidade de garantia da integridade estrutural da cavidade. Não utilizável.
Condicionada	O diferencial do valor indicado para o referido em <i>cushion gas</i> traduz a capacidade de utilização condicionada, no máximo 1 semana em cada dez anos.
Máxima	O diferencial deste para o indicado em "condicionada" traduz a capacidade máxima de utilização não condicionada.

Principais investimentos em curso

A REN – Armazenagem prevê projectos no montante global de cerca de 16 Milhões €, no Plano Intercalar de Investimento, que contempla, como projectos mais importantes, a finalização da construção da Cavidade TGC 4, incluindo a aquisição do *cushion gas*; e a caracterização da capacidade de expansão da Reserva Salina do Carriço e Estudo de Viabilidade para construção de novas cavidades.

TELECOMUNICAÇÕES E SISTEMAS DE INFORMAÇÃO

O facto de 2006 ter constituído um ano de transição e crescimento em termos do Grupo REN gerou um forte impacto em todas as vertentes da área de Sistemas de Informação devido às acções de harmonização/consolidação das diversas plataformas tecnológicas, as quais decorreram paralelamente aos projectos estruturantes que se encontravam em curso.

No que respeita à integração da vertente do gás foram realizadas diversas acções:

- Interligação das redes informáticas de todas as empresas do Grupo;
- Consolidação de sistemas em *Datacenter* do Grupo;
- Migração de aplicações para plataforma do Grupo, designadamente:
 - SAP RH
 - SAP Financeiro
 - Mail
 - Gestão Documental
 - Informação geográfica
 - Intranet Corporativa
- Integração das redes de voz, no plano de numeração único do Grupo.

No que se refere a acções no âmbito da REN – Rede Eléctrica Nacional, as actividades desenvolvidas resultaram da necessidade de dar seguimento a projectos em curso, determinantes para o serviço a prestar no âmbito do apoio à exploração da RNT.

No âmbito da Rede de Telecomunicações de Segurança, foi concluído o projecto de instalação da plataforma óptica DWDM (Dense Wavelength Division Multiplexing), constituindo uma rede de 28 nós, suportando os serviços críticos de banda larga e da Rede de Dados Industrial.

Foi concretizada durante o ano de 2006 a implementação, em 27 subestações, da Rede de Dados Industrial (RDI), plataforma de transmissão na tecnologia IP (Ethernet) suportada na rede óptica de alto débito, permitindo uma melhor gestão e manutenção dos sistemas críticos da RNT (Protecções, Comando e Controlo, Gestor do Sistema, Telecontagem, etc.).

No âmbito da Rede de Voz, foi implementada uma rede piloto utilizando tecnologia Voz sobre IP (VIP), nos *sites*

da RDI e efectuada a interligação com a Rede de Segurança em Sacavém.

Foi iniciado o processo de implementação da rede integrada de serviços no edifício da Av. EUA, tendo em atenção a necessidade de potenciar os serviços de voz e dados na Sede do Grupo.

Foi renovado e reequipado o Laboratório de Ensaios dos Sistemas de Informação, de modo a otimizar a manutenção de equipamentos e o diagnóstico dos sistemas de telecomunicações e informática.

No âmbito da implementação do DRS (Disaster Recovery System) Corporativo, foi concluído em 2006 o Plano de Recuperação Tecnológica (PRT), tendo sido efectuado o ensaio processual e técnico e criada a respectiva equipa de manutenção.

Iniciou-se em 2006 a publicação na intranet dos Indicadores de Desempenho dos Sistemas de Informação. Além dos índices agregados para os Serviços de Informática (IDIF), Serviços de Telecomunicações (IDTL) e Sistemas de Informação (IDSI), são apresentados os gráficos de disponibilidade, por serviço ou aplicação, com os valores mensais e com valores de referência (metas a atingir). A maior visibilidade destes indicadores permitiu uma optimização, tanto na definição dos critérios para a sua obtenção como na automatização dos cálculos.

Na prossecução de uma política de melhoria contínua da qualidade de serviço dos sistemas de informação procedeu-se ao reforço das ferramentas de operação disponibilizadas ao Herpes, bem como a potenciação do sistema de gestão de intervenções via “gebo”.

Foi consolidado o pólo de Ermesinde como prestador de serviços do Grupo para a zona Norte, bem como o *backup* dos sistemas de telecomunicações e informática.

Em consequência do processo de interligação das redes às empresas da área do gás, foram ainda reforçadas as plataformas de monitorização/alarmística e de segurança de forma a assegurar, com a adequada qualidade e disponibilidade, os serviços dos sistemas de informação.

RENTELECOM – COMUNICAÇÕES, S.A.

Criada para tirar partido da capacidade excedentária da Rede de Telecomunicações de segurança da REN, o início efectivo de actividade da RENTELECOM – Comunicações, S.A. ocorreu em 2002, tendo sido dada prioridade à consolidação dos serviços prestados ao longo de muitos anos ao sector eléctrico. O negócio mantém-se focado no sector energético e empresarial.

Esta consolidação foi praticamente concluída em 2005. No ano de 2006 assistiu-se a um aumento das encomendas de serviços globais de telecomunicações por parte de parques eólicos. Este ano foi ainda marcado pela elaboração de diversas propostas ao mercado, fora do sector da energia, algumas das quais ainda se mantêm pendentes, como é o caso dos “municípios digitais”.

No seguimento da aquisição das infra-estruturas de gás natural pela casa-mãe, a REN, a RENTELECOM posicionou-se como o fornecedor de telecomunicações e sistemas de informação do Grupo REN.

Neste âmbito, a RENTELECOM prestou já os serviços de migração das plataformas da REN – Gasodutos para as infra-estruturas do Grupo REN, acompanhando a separação dos respectivos activos desta companhia da Galpenergia/Transgás.

A disponibilização deste tipo de serviço implicou a prévia criação de condições técnicas de comunicações, *housing* e *hosting*. Os acordos comerciais que serviram de base a este trabalho serão formalizados a curto prazo.

No sector do aluguer de fibras ópticas, foi conseguida a consolidação das receitas a médio/longo termo através da renegociação dos contratos estabelecidos com os clientes institucionais habituais.

O contrato estabelecido com a casa-mãe para a cedência de recursos humanos foi ainda suficiente para as necessidades de 2006, não tendo havido, por isso, necessidade de contratar pessoal adicional.

Embora as acções descritas representem um incremento na actividade da RENTELECOM, as receitas diminuíram para 3 235 369 euros. Conforme referido no Relatório e Contas de 2005, o valor correspondente desse ano, num montante de 3 618 749 euros, beneficiou da recuperação de débitos antigos enquanto ainda permaneceram muitas situações por regularizar até ao final de 2006. Uma outra razão para a descida referida foi a do preço mais baixo aplicado no aluguer das fibras ópticas, devida à evolução do mercado. Para os próximos anos, como mencionado, os preços dos novos acordos são fixos, evitando este tipo de flutuação. O resultado líquido foi de 152 857 euros.

A previsão para 2007, tal como a de 2006, aponta para um período de procura de novos mercados, especialmente porque a infra-estrutura é agora mais poderosa com a junção da parte proveniente do gás natural, facto considerado de importância crescente para as intervenções no mercado das telecomunicações, particularmente no da banda larga, tão necessário para o desenvolvimento da sociedade da informação.



OMIP – OPERADOR DO MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA (POLO PORTUGUÊS), S.A.

O exercício do ano de 2006 fica indelevelmente marcado pelo arranque de actividades do Mercado de Derivados do MIBEL, gerido pelo OMIP e pela OMIClear, no dia 3 de Julho. Após um longo período, superior a dois anos, de indefinição e de vários adiamentos das datas previstas para início de operações, este evento assume a maior relevância para a consolidação do pólo português do Operador do Mercado Ibérico de Electricidade e permite projectar com realismo e fundado optimismo o futuro das duas sociedades do Grupo OMIP.

O impulso decisivo para este desfecho foi dado pelos Governos de Portugal e de Espanha na XXI Cimeira Luso-Espanhola, realizada na cidade de Évora, nos dias 18 e 19 de Novembro, na qual foram tomadas importantes medidas que possibilitaram o início de actividades do OMIP e da OMIClear em 3 de Julho de 2006, das quais se destacam as seguintes, directamente relacionadas com o arranque do mercado a prazo:

- Prioritização da entrada em serviço da plataforma de mercado a prazo do OMIP/OMIClear, fixando-se o arranque do mercado de derivados para o dia 1 de Julho de 2006;
- Com a entrada em vigor do Acordo de Santiago, constituição imediata do Conselho de Reguladores, incluindo nas suas tarefas prioritárias a emissão de parecer sobre as propostas de regras de mercado do OMIP/OMIClear até 15 de Março de 2006;
- Reconhecimento da OMIClear como parte integrante da entidade gestora do mercado a prazo, OMIP, nos termos do artigo 4.º número 2 do Acordo de Santiago;
- Publicação, em cada país, até 1 de Maio de 2006, para entrada em vigor em 1 de Julho de 2006, de um dispositivo legal que estabeleça as condições e a obrigação de aquisição de energia pelos distribuidores ou comercializadores regulados de cada país no OMIP/OMIClear, que será, durante 2006, pelo menos 5% da energia vendida a clientes regulados desde 1 de Julho de 2006.

As condições necessárias para se iniciar formalmente o processo de arranque, nomeadamente o envolvimento dos agentes, ficaram preenchidas com a aprovação pelo

Conselho de Reguladores das Regras de Mercado do OMIP e as Regras de Compensação do OMIClear, em 16 de Maio.

Assim, nos meses de Maio e Junho de 2006, o OMIP desenvolveu um vasto programa de preparação do arranque do Mercado a Prazo do MIBEL, com realização das seguintes acções:

- Conclusão da versão final de todos os documentos necessários ao arranque, nomeadamente Regulamentos, Circulares, Avisos e documentação operacional de suporte.
- Aprovação do preçário.
- Contactos com potenciais agentes de mercado, em Madrid, Lisboa e Londres, criando Grupos de Trabalho em Negociação e Compensação, em que participaram cerca de 50 entidades.
- Formação dos potenciais participantes no mercado, nas vertentes de negociação e de compensação, credenciação e registo dos futuros responsáveis de negociação e de compensação, envolvendo no total cerca de 70 pessoas.
- Conclusão de novas versões das plataformas informáticas (Fase 2), especificadas e desenvolvidas durante o período de paragem do projecto, com inclusão de importantes melhorias e novas funcionalidades, as quais foram testadas com a participação dos agentes em ambiente de simulação. Paralelamente, foi reactivado o *Site* Internet do OMIP/OMIClear.
- Implementação do sistema de liquidação da Câmara de Compensação, nomeadamente nas suas ligações ao Banco de Portugal, Banco Custodiante de Valores Mobiliários (Banco Santander de Negócios Portugal) e Banco Depositário de Garantias constituídas em numerário (Banco BPI S.A.).
- Celebração do Acordo de Interligação com o OMEL, para liquidação física das operações realizadas no mercado a prazo e implantação do respectivo modelo.
- Apreciação dos processos de admissão iniciais e configuração dos respectivos membros na plataforma informática.



Em 28 de Junho, foram concedidos pela CMVM os registos oficiais necessários ao funcionamento das entidades gestoras bem como do mercado, nomeadamente:

- do OMIP, como entidade gestora de mercado não regulamentado;
- da OMIClear, como entidade gestora de sistema de liquidação, com funções de compensação e contraparte central;
- do mercado (não regulamentado) para a negociação de instrumentos financeiros a prazo sobre energia;
- do Sistema de Compensação e contraparte central.

Com a clarificação do regime das isenções fiscais para o IVA e o imposto de selo dos contratos de futuros que tenham como bem subjacente a electricidade, bem como da Portaria n.º 643/2006 e da Orden ITC/2129/2006, relativas à participação dos Comercializadores Regulados e Distribuidores no Mercado a Prazo do MIBEL, foi finalmente completado o quadro regulamentar que permitiu o efectivo arranque do Mercado de Derivados do MIBEL em 3 de Julho de 2006, com pleno êxito operacional.

Ficou, assim, concluída uma primeira e fundamental etapa para concretização e consolidação do OMIP e da

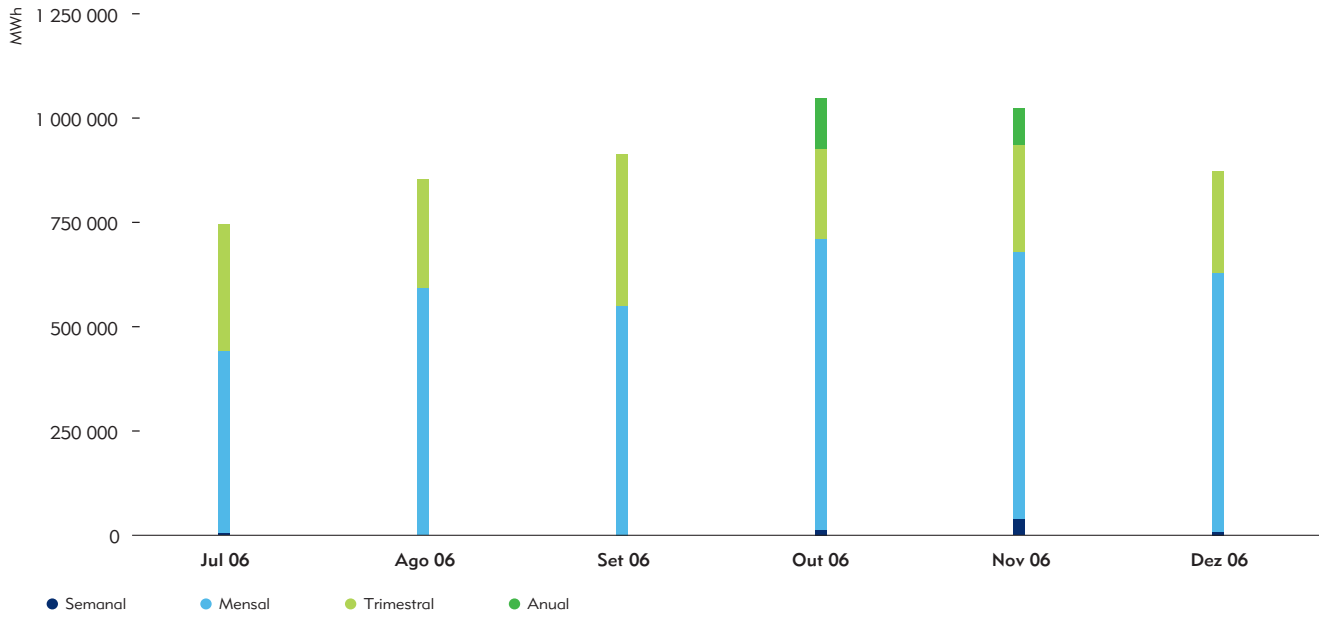
OMIClear como projectos empresariais fundamentais para o Mercado Ibérico de Electricidade, representando um conjunto de infra-estruturas instrumentais ao serviço dos vários agentes, para seu benefício e para benefício de todo o mercado.

O funcionamento do mercado ao longo do segundo semestre do ano em análise fica marcado pela evolução expectável de uma bolsa de derivados sobre electricidade na sua fase de arranque, apresentando resultados globais de 5,4 TWh transaccionados, correspondentes a um valor global subjacente de 302 M€.

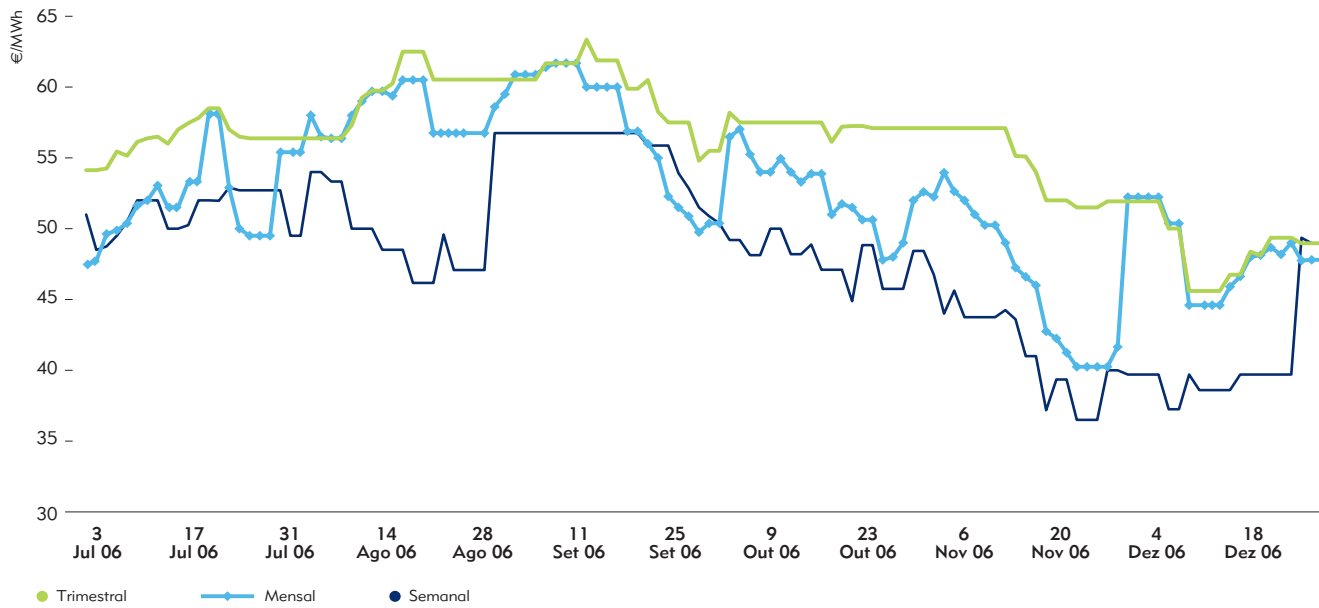
No final de 2006 tinham aderido ao Mercado de derivados do MIBEL 25 entidades, nas diferentes modalidades de Membro Negociador, Membro Compensador (Geral e Directo), Agente de Liquidação Física e Agente de Liquidação Financeira. Destas, 14 são sedeadas em Espanha, 4 em Portugal, 4 no Reino Unido e 2 da Suíça.

Apresentam-se de seguida dois gráficos representativos dos volumes mensais transaccionados e da sua distribuição pelos diferentes instrumentos disponíveis, bem como da evolução dos preços de fecho (*Settlement Price*) da semana, mês e trimestre.

Volume transaccionado



Settlement Price





Na vertente económico-financeira, o arranque das operações em Julho de 2006 e a estabilização do modelo de financiamento previsto no Acordo de Santiago permitiram encarar com segurança e optimismo os desafios que se colocaram ao longo desse ano.

O resultado líquido de 85 676 €, evidencia essa realidade e baseia-se, fundamentalmente, nas contribuições das comissões (fixas e variáveis) de 636 709 € e da tarifa eléctrica, no montante

de 2 137 560 €, correspondentes, respectivamente, a 22% e a 74% das receitas totais.

Após o arranque do Mercado de Derivados do MIBEL em 2006, com pleno êxito operacional, o ano de 2007 perspectiva-se como o primeiro da fase de consolidação do funcionamento do mercado e do modelo corporativo do OMIP e da OMIClear.

Com efeito, na XXII Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada nos dias 24 e 25 de Novembro de 2006, os Governos dos dois países ibéricos tomaram decisões importantes para o futuro das duas sociedades, cabendo salientar as seguintes medidas directamente relacionadas com o OMIP e a OMIClear:

- A definição de um plano de compatibilização regulatória, que incluirá para os distribuidores ou comercializadores de último recurso de ambos os países um modelo comum de contratação de energia, à vista e a prazo, a realizar no âmbito do OMI - Operador de Mercado Ibérico;
- A definição dos princípios gerais de organização e gestão do OMI, cujo modelo de implementação deverá ser detalhado e calendarizado em conjunto pelo OMIP e OMIE, até 31 de Maio de 2007, para concretização até final de 2007;
- A manutenção de uma percentagem obrigatória de 10% de aquisição de energia pelos distribuidores ou comercializadores regulados no OMIP durante 2007.

Por outro lado, foram anunciadas medidas extremamente relevantes e estruturantes do Mercado Ibérico de Electricidade, tais como leilões virtuais de capacidade de âmbito ibérico, a terminação dos Contratos de Aquisição de Energia, a continuação do programa de reforço da capacidade de interligação entre os dois países e a implantação de um modelo de gestão desta baseado em métodos de mercado.

Neste quadro, considerando os resultados de 2006 e os desenvolvimentos que se antevêm, em que assumem lugar de destaque a dispersão de capital pela REN e a integração com o OMEL, o ano de 2007 perspectiva-se como um período de grandes desafios, mas sobretudo como a grande oportunidade de afirmação do OMIP/OMIClear como pólo português do Operador do Mercado Ibérico de Electricidade.

ENVOLVIMENTO COM A SOCIEDADE

No âmbito do desenvolvimento sustentável, a REN consagrou na sua Declaração de Compromisso com a Sociedade um importante conjunto de princípios, aos quais voluntariamente adere.

Vários deles têm tido expressão factual no apoio a diversas actividades promovidas por organizações da sociedade civil ou entidades públicas.

Repetindo-se no calendário, algumas delas constituem já autênticas parcerias e, tanto quanto o contributo para a sua concretização, têm levado à criação de relações de interlocução, empatia e confiança com públicos heterogéneos, as quais representam, para a REN, a mais valiosa das contrapartidas.

Em 2006, a REN apoiou mais de 85 entidades, de norte a sul do País, que promoveram iniciativas em vários domínios, tais como o cultural (a título de exemplo, a REN é Mecenaz Exclusivo do Teatro Nacional de S. João do Porto, pelo 4.º ano consecutivo), o desportivo, o de defesa do património natural e edificado, o social e humanitário e o técnico-científico-empresarial. Como é habitual, a empresa participou ainda, em colaboração com Universidades e Centros de Investigação Nacionais, em iniciativas de I&D.

No âmbito da referida Declaração, a REN promove também iniciativas próprias, algumas das quais se repetem anualmente, com destaque para o Prémio REN. Indo já na sua 12.ª edição e dedicado a finalistas ou mestrados de engenharia das universidades portuguesas, este Prémio constitui, para a população a que se destina, um importante estímulo à investigação e é, ainda, uma forma de relacionamento privilegiado entre a empresa e o meio universitário.

Interiorizada desde há muito na REN, a responsabilidade social constitui, quer nas práticas e valores que vêm do passado, quer nas suas novas configurações e desafios, uma componente essencial não apenas em termos da sustentabilidade, mas da sua própria cultura, reforçando a imagem e condição de empresa cidadã que de há muito assume.

EVOLUÇÃO ECONÓMICA E FINANCEIRA

Em Setembro, a REN procedeu à aquisição dos activos do transporte, regaseificação e armazenamento de gás natural, tendo alienado a participação financeira na Galp.

Como consequência, as demonstrações financeiras referentes ao ano de 2006 reflectem a consolidação, pelo método integral, dos resultados de 3 meses das duas sociedades de gasodutos (Campo Maior-Leiria-Braga e Braga-Tuy), e da REN ATLÂNTICO, assim como da REN – Gasodutos e da REN – Armazenagem, empresas criadas em finais de Setembro. Foram ainda consolidadas as contas do OMIP, OMIClear e RENTELECOM, em 2005 e 2006.

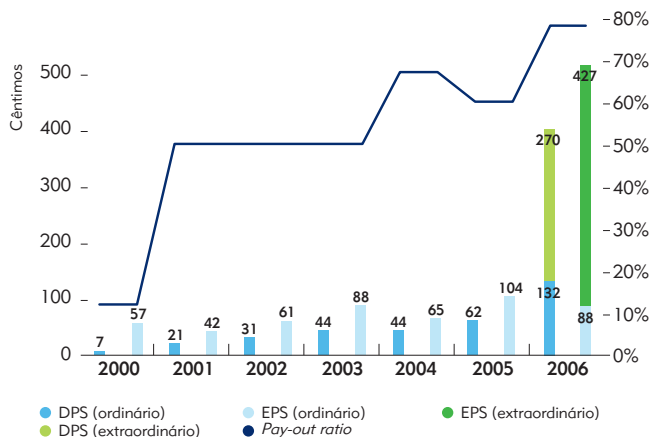
Neste relatório, as contas individuais e consolidadas do Grupo REN foram elaboradas em conformidade com os normativos nacionais (POC). No entanto, está em curso um plano de implementação das Normas Internacionais de Relato Financeiro – IFRS em todas as empresas do Grupo. A adopção destes normativos como referencial de relato financeiro da REN foi enquadrada no Artigo 12, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 35/2005, de 17 de Fevereiro, o qual permite às entidades que apresentem contas consolidadas sujeitas a revisão legal de contas, ainda que não se encontrem cotadas em bolsa, o relato em IFRS.

Demonstração dos resultados

O resultado líquido de 2006 do Grupo REN foi de 550,1 M€, reflectindo, de forma clara, a mais-valia da venda da participação financeira da Galp no montante de 523,9 M€. A área de negócio da electricidade apresentou um resultado de 539,5 M€ e o total das empresas do gás gerou, em 3 meses, um resultado de 8,1 M€.

Como resultado, em 2006 o *dividend per share* do Grupo é especialmente mais elevado em comparação com anos anteriores, atingindo cerca de 1,32 €/acção em 2006, face aos 0,62 €/acção apurados em 2005. Sublinha-se, ainda, a distribuição em duas *tranches* de dividendos aos accionistas da REN, a primeira, no valor de 288,7 M€ a título de distribuição de “outras reservas” e de “resultados transitados”, e a segunda de 87 M€, relativas à distribuição antecipada de lucros de 2006.

Resultados por acção



Globalmente, os resultados operacionais atingiram um montante de 123,5 M€. Este resultado, mais baixo em 8,1 M€ em relação a 2005, está, no entanto, a reflectir o aumento de 29,7 M€ verificado ao nível das provisões, o qual resultou essencialmente da constituição de uma provisão de 40,7 M€ relacionada com um litígio judicial relativo ao dividendo da participação no capital social da Galp Energia, SGPS, embora se tenha registado uma diminuição das provisões referentes a processos judiciais (-1,2 M€) e outros benefícios (-9,1 M€), constituídas em 2005.

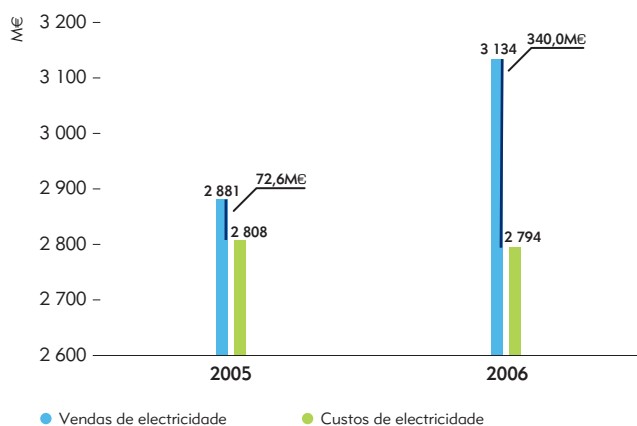
Para uma análise dos resultados gerados pela actividade operacional do Grupo no exercício de 2006, há que considerar o resultado permitido da área de negócio da electricidade de 149,9 M€, o qual registou um crescimento de 9,1% face a 2005, e o resultado operacional, de 3 meses, da área de negócio do gás, na ordem dos 14,8 M€.

A nova realidade do Grupo REN tem como base duas estruturas de proveitos e custos operacionais distintas, de acordo com as áreas de negócio do Grupo.

Relativamente aos proveitos operacionais, enquanto nas actividades de gás as suas receitas (tarifas cobradas) são contabilizadas

como prestações de serviços (que constituem 100% dos seus proveitos operacionais), nas actividades eléctricas a principal fonte de proveitos encontra-se associada às vendas de energia eléctrica (cerca de 99%), as quais ascenderam a 3 133,6 M€. A margem entre estas e as compras de electricidade, corrigida pelo diferencial de hidraulicidade e pelos custos com a convergência tarifária (Açores e Madeira), foi de 340,0 M€, aumentando 267,4 M€ face a 2005. Por sua vez, os proveitos de prestações de serviços do Grupo foram de 41,6 M€, os quais estão essencialmente ligados ao transporte de gás.

Margem de contribuição líquida de vendas



O EBITDA do ano foi de 270,8 M€, o que corresponde a um aumento de 4,0% face a 2005. Em termos de contribuição individual, o EBITDA da área de negócio da electricidade foi de 239,0 M€ e da área do gás foi de 28,1 M€. Note-se que este valor reflecte resultados de 3 meses das empresas do gás. A anulação do EBITDA das empresas do gás conduz a um EBITDA anualizado para esta área de negócio de cerca de 112 M€.

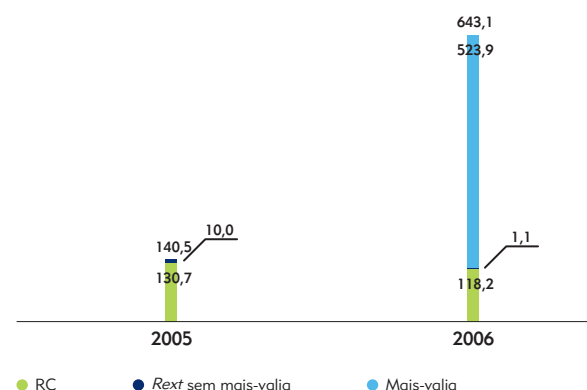
Os resultados financeiros agravaram-se em 4,4 M€ (-0,9 M€ em 2005, contra -5,3 M€ em 2006). Esta evolução deveu-se, fundamentalmente, ao aumento dos encargos com juros (incluindo

fiscalidade) em 15,8 M€, motivado pelo aumento da dívida financeira média em 346 M€ e pelo aumento da taxa média de financiamento, que em 2005 foi de 2,44% e em 2006 foi de 3,27%.

De notar que os resultados financeiros foram parcialmente compensados pelo aumento dos dividendos da participação financeira da Galp em 10,3 M€ (40,7 M€ em 2006 e 30,4 M€ em 2005). O aumento dos resultados extraordinários em 515,0 M€ traduziu a já referida mais-valia da venda da participação de 18,3% no capital social da Galp.

Como consequência, o resultado antes de imposto do exercício foi de 643,1 M€.

Composição do RAI (M€)



Demonstração dos Resultados do Grupo

(milhões de euros)

	2005	2006	Variação absoluta	%
Vendas de Electricidade	2 880,6	3 133,6	252,9	8,8
Prestações de Serviços	10,3	41,6	31,3	304,0
Trab. p/ própria Empresa	12,3	15,5	3,2	25,7
Correcção de Hidraulicidade	200,2	0,0	-200,2	-100,0
Outros Prov. Operacionais	3,1	1,4	-1,7	-55,9
A – Proveitos Operacionais	3 106,6	3 192,1	85,5	2,8
Compras de electricidade	2 733,3	2 793,5	60,2	2,2
Custos com convergência tarifária	74,7	0,0	-74,7	-100,0
Fornecimentos e serviços externos	29,3	33,2	3,9	13,3
Custos com pessoal	32,3	37,0	4,7	14,7
Amortizações	83,4	102,1	18,7	22,5
Provisões	14,7	44,4	29,7	201,8
Outros custos e perdas operac.	7,4	58,4	51,0	690,5
B – Custos Operacionais	2 975,0	3 068,6	93,6	3,1
C – Resultados Operacionais (A-B)	131,6	123,5	-8,1	-6,2
D – Resultados Financeiros	-0,9	-5,3	-4,4	478,2
Proveitos financeiros	30,9	41,5	10,7	34,6
Custos financeiros	31,8	46,9	15,1	47,5
E – Resultados Extraordinários	10,0	525,0	515,0	5 149,1
Proveitos extraordinários	14,7	538,4	523,8	3 567,6
Custos extraordinários	4,7	13,5	8,8	187,9
F – Result. Antes Imposto (C+D+E)	140,7	643,1	502,4	357,2
G – Imposto sobre o Rendimento	30,0	92,6	62,6	208,5
H – Interesses minoritários	0,0	0,5	0,5	
Resultado líquido do exercício (F-G-H)	110,7	550,1	439,4	397,1

Nota: Enquanto o exercício de 2006 diz respeito às duas áreas de negócios do Grupo, 2005 diz apenas respeito à área de negócio da electricidade.

A avaliação da *performance* da REN pode ser desenvolvida com recurso a um modelo que, conjugando as rubricas da demonstração dos resultados e do balanço, permite obter a rendibilidade corrente dos capitais próprios (RCCP), que é representada pela rendibilidade do activo, incluindo proveitos financeiros, (ROA), a que acresce o diferencial entre este indicador e o custo do capital alheio, alavancado pela estrutura financeira:

$$RCCP = ROA + (ROA - \frac{EF}{D}) \times \frac{D}{E}$$

Em que:

D	Passivo
E	Capital Próprio
EF	Encargos Financeiros
RCCP	Rendibilidade Corrente dos Capitais Próprios
ROA	Rendibilidade Operacional do Activo (inclui Proveitos Financeiros)

Em 2006, a rendibilidade operacional do activo do Grupo foi de 4,7%, sensivelmente igual à alcançada no ano transacto, apesar de só incluir o efeito de três meses do negócio do gás. Considerando o efeito aditivo dos proveitos financeiros, o indicador sobe para 4,8%. O efeito aditivo de alavanca financeira foi favorável em 7,3% e resulta da multiplicação do *spread margin*⁴ de 2,9% pelo

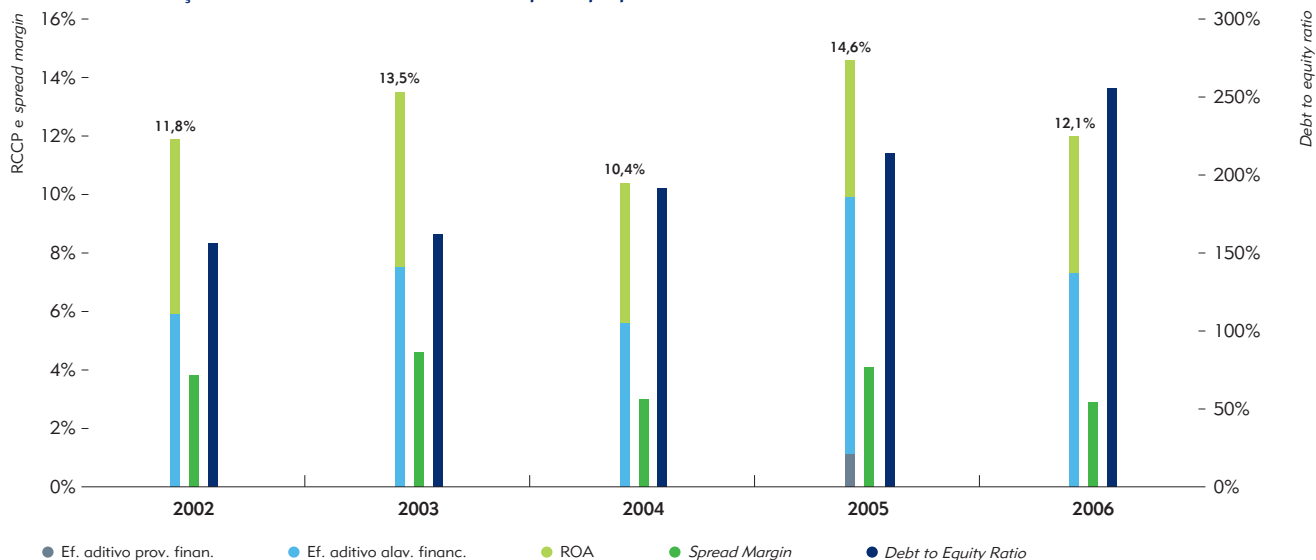
debt to equity ratio, que é mais elevado relativamente ao ano anterior, devido ao aumento mais significativo do passivo, embora os capitais próprios também tenham registado subida.

Da conjugação da ROA com o efeito aditivo de alavanca financeira obtém-se a rendibilidade corrente dos capitais próprios para o Grupo de 12,1%, representando um decréscimo de 2,5 pontos percentuais face ao exercício de 2005.

A nível individual, a área da electricidade e a do gás alcançaram, respectivamente, uma ROA (incluindo proveitos financeiros) de 5,0% e 4,7%, sendo esta aumentada em 6,9% e 1,7%, pelo efeito aditivo de alavanca financeira. A rendibilidade corrente dos capitais próprios foi de 11,9% para o negócio da electricidade, enquanto a área do gás obteve uma RCCP anualizada de 6,4%.

Dada a mais-valia realizada com a venda da participação financeira da GALP, o indicador da rendibilidade dos capitais próprios do Grupo atingiu, no exercício de 2006, um valor excepcional de 56,2%. Expurgado esse efeito de resultados extraordinários (e consequente impacto fiscal), esse indicador situa-se em cerca de 9,6%, o que compara com 12,4% em 2005 e 8,1% em 2004.

Evolução de rendibilidade corrente dos capitais próprios



⁴ *Spread margin* resulta do diferencial entre a ROA e o custo do capital alheio

Aplicação do modelo aditivo de análise integrada de rentabilidade ao Grupo

		2005	2006
1 – Rentabilidade Operacional do Activo	[RO/A]	4,7%	4,7%
2 – Efeito Aditivo dos Proveitos Financeiros	[Prov. Finan./A]	1,1%	0,0%
3 – ROA (inclui Proveitos Financeiros)	[1+2]	5,8%	4,8%
4 – Spread Margin	[ROA-(EF-CA)]	4,1%	2,9%
5 – Debt to Equity Ratio	[(CA+int. min.)/CP]	2,1%	2,6%
6 – Efeito Aditivo de Alavanca Financeira (RFL)	[4x5]	8,8%	7,3%
7 – Rentabilidade Corrente dos Capitais Próprios	[3+6]	14,6%	12,1%

Nota: Enquanto o exercício de 2006 diz respeito às duas áreas de negócios do Grupo, 2005 diz apenas respeito à área de negócio da electricidade.

Resultado permitido da área da electricidade

Os resultados permitidos pela regulação ascenderam a 149,9 M€, mais 12,5 M€ do que no ano de 2005, sublinhando-se o aumento dos ganhos comerciais em 11,1 M€, enquanto os juros remuneratórios dos desvios tarifários cresceram 6,2 M€.

No entanto, a remuneração dos aproveitamentos hídricos registou uma descida de 2,7 M€, provocada, por um lado, pela redução da taxa de remuneração e, por outro lado, pela diminuição dos activos a remunerar. A remuneração do outro imobilizado regulado (RAB) também evidenciou descida em 1,8 M€, devido à redução da taxa de remuneração de 8% para 7%.

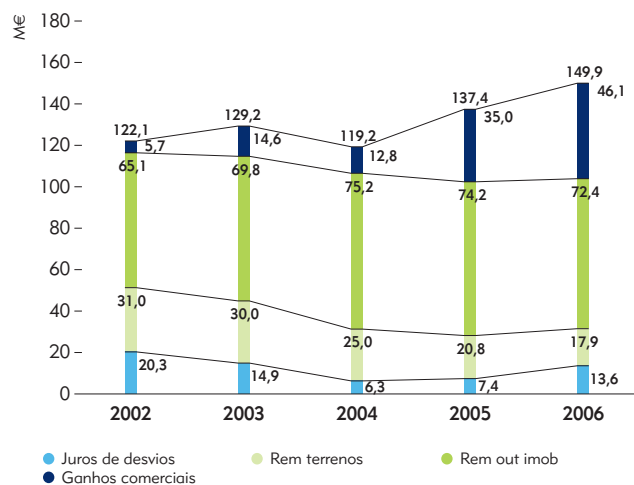
Decomposição do resultado permitido

	(Valores em M€)		Variação	
	2005	2006	Absoluta	%
Aproveitamentos hídricos	20,6	17,9	-2,7	-13,3
Aproveitamentos térmicos	0,2	0,0	-0,2	-98,3
Outros imobiliz. reg. méd.	74,2	72,4	-1,8	-2,4
Ganhos comerciais	35,0	46,1	11,1	31,7
Juros desvios	7,4	13,6	6,2	83,4
Total	137,4	149,9	12,5	9,1

No gráfico seguinte apresenta-se, para o período de 2002-2006, a evolução do resultado permitido decomposto pelas várias rubricas.

Embora a regulação económica para as actividades do gás seja conceptualmente semelhante à que vigora para as actividades da electricidade, as suas tarifas ainda não foram publicadas, encontrando-se em vigor as tarifas provisórias negociadas entre a Galp e a REN. Em consequência, em 2006 ainda não é aplicável ao negócio do gás o conceito de resultado permitido.

Evolução dos resultados permitidos de electricidade



Balanço

Assinala-se o crescimento do activo líquido em 2006, em cerca de 991,5 M€ (33,3%), sobretudo devido ao acréscimo do imobilizado, que incorpora os activos do gás. Há a destacar que, com a venda da participação financeira da Galp e a subsequente aquisição dos activos do gás, a rubrica de investimentos financeiros evidenciou profundas alterações na sua composição. Desta forma, entre outros movimentos, observou-se um decréscimo desta conta pelo montante de 420,9 M€, referentes aos 18,3% do capital social da GALP, e acréscimo em 518,3 M€ pelo equity book value dos activos do gás transferidos para a REN. Destes, 425,8 M€

dizem respeito à rede de gasodutos de alta pressão, 80,3 M€ à armazenagem subterrânea de gás natural, e os restantes 12,2 M€ referem-se ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito. Associada a estes activos, foi transferida para o Grupo dívida líquida no montante de 447,4 M€.

Os acréscimos e diferimentos activos registaram um aumento de 55,4 M€, sublinhando-se o crescimento das diferenças tarifárias em 74,9 M€ e o decréscimo dos impostos diferidos activos em 24,7 M€.

No que respeita ao passivo, verifica-se um aumento de 877,1 M€ (42,7%), que resulta sobretudo da subida da dívida a instituições de crédito em 527,6 M€. O aumento do endividamento do Grupo ficou a dever-se, principalmente, à dívida associada aos activos do gás, já referida.

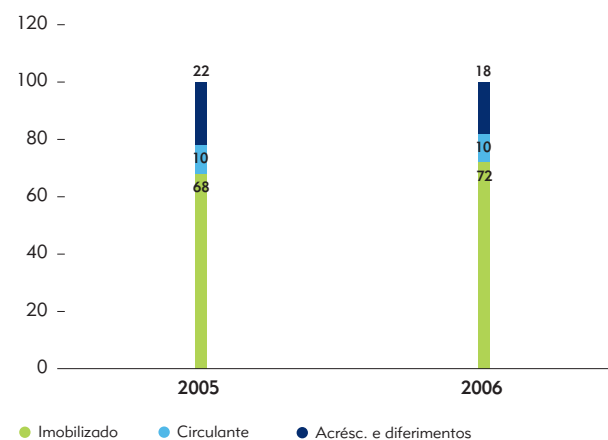
O crescimento do capital próprio em 106,4 resulta, fundamentalmente, de quatro factores: o resultado líquido apurado no exercício (550,1 M€), que incorpora o valor da mais-valia da participação financeira da GALP; a distribuição de resultados do exercício anterior, no montante de 68,0 M€; e ainda reflecte a distribuição de dividendos extraordinários aos accionistas da REN, no valor de 288,7 M€ e dividendos de 87,0 M€ pagos antecipadamente, relativos aos resultados de 2006. O detalhe das variações da situação líquida pode ser consultado na nota 50 alínea e) do anexo ao Balanço e às Demonstrações dos Resultados Consolidados.

Balanço

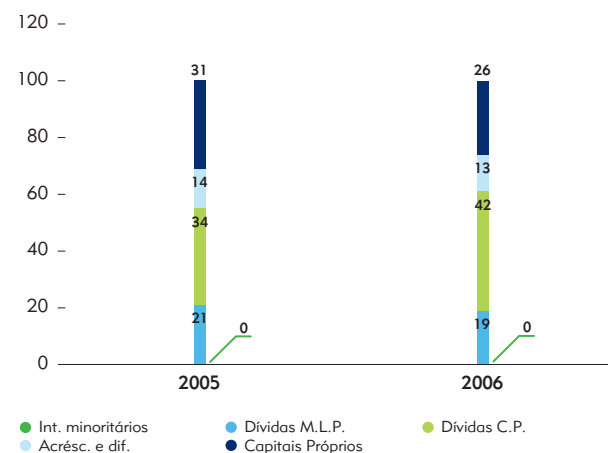
			Variação	
	2005	2006	Absoluta	%
Activo	2 977,7	3 969,2	991,5	33,3
Imobilizado	2 030,3	2 867,0	836,7	41,2
Circulante	293,4	392,8	99,4	33,9
Acrésc. e diferimentos	654,0	709,4	55,4	8,5
Capitais Próprios	924,7	1 031,1	106,4	11,5
Interesses minoritários	0,5	8,5	8,0	
Passivo	2 052,5	2 929,6	877,1	42,7
Dívidas Médio e Longo prazo	634,6	762,9	128,3	20,2
Dívidas Curto prazo	1 015,8	1 658,3	642,5	63,3
Acrésc. e diferimentos	402,2	508,4	106,2	26,4
Cap. Próp. + Passivo	2 977,7	3 969,2	991,5	33,3

Estrutura do Balanço (%)

Activo



Passivo e Capital Próprio



Investimento do exercício em imobilizado corpóreo

Durante o ano de 2006, o investimento realizado em imobilizado corpóreo, na área da electricidade, ascendeu a 244,7 M€ a custos totais, ou seja, incluindo neste valor os encargos financeiros capitalizados nas imobilizações em curso. É o mais elevado valor de investimento realizado pela REN. Este montante corresponde a um acréscimo de 13,6% relativamente ao realizado em 2005, ano em que se registou o maior crescimento do investimento anual, +57,2%.

O investimento realizado na área do gás foi de 2,0 M€. Este valor foi baixo, quer porque as empresas de gás terminaram um ciclo de investimento, quer porque as empresas de gás do Grupo REN foram criadas apenas no final de Setembro.

O quadro seguinte detalha o investimento realizado.

(mil euros)				
Sectores	Custos Directos	Custos de Estrutura	Encargos Financeiros	Investimento Total
Área da electricidade				
Subestações	114 717	1 473	3 049	119 238
Linhas MAT	113 228	1 207	1 526	115 961
Telecomunicações	5 122	47	18	5 188
Gestor do Sistema	67	1	1	69
Não Específico	4 216	19	12	4 247
Sub-total	237 350	2 746	4 607	244 703
Área do gás				
REN – Gasodutos	666			666
REN ATLÂNTICO	884			884
REN – Armazenagem	488			488
Sub-total	2 038			2 038
Total	239 388	2 746	4 607	246 741

De notar que nos valores da área de electricidade constantes do quadro anterior estão incluídos 13,6 M€ relativos à entrega à Rede Nacional de Transporte, de infra-estruturas construídas pelos promotores. Estão nestas condições: o edifício de Ermesinde, da ONI, no valor de 1,3 M€, classificados no investimento não específico; uma linha a 150 e duas a 220 kV, para ligação a parques eólicos, construídas pela Tecneira, Enerventus e Enersis, com o valor de 12,3 M€.

O conjunto dos custos de estrutura e encargos financeiros representou 3,1% dos custos directos da área da electricidade, sendo 1,2% para custos de estrutura e 1,9% para encargos financeiros.

A construção de linhas novas e os *uprating* de linhas existentes absorveram 47,4% do investimento total, com a seguinte distribuição por níveis de tensão:

(mil euros)	
Construção de Linhas	
Linhas a 150 kV	35 181
Linhas a 220 kV	41 905
Linhas a 400 kV	38 875

Do total do investimento em linhas 16% foi aplicado em *upratings*, trabalhos desenvolvidos para melhorar as condições de desempenho eléctrico de linhas existentes aumentando-lhes a capacidade de transporte.

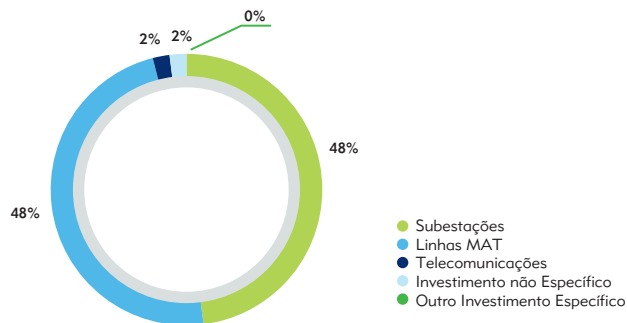
Os trabalhos em subestações, que englobam a construção de novas unidades bem como a ampliação

e remodelação de outras já existentes, foram responsáveis por 48,7% do investimento, destacando-se, pelo valor envolvido, as seguintes obras:

(mil euros)	
Construção de Subestações	
Subestação de Portimão	11 890
Subestação de Paraimo	10 564
Subestação de Pedralva	10 165
Subestação de Castelo Branco	8 287
Subestação de Penela	6 433
Ampliação de Subestações	
Subestação de Paraimo	
1.º Auto transformador 400/220 kV e 2 painéis de 220 kV	4 405
Subestação da Batalha	
1.º transformador 400/60 kV – 170 MVA e 2 painéis de 400 kV	3 775
Posto Corte Carrapatelo	
Ampliação da instalação	2 977
Subestação do Bodiosa	
2.º transformador 220/60 kV – 126 MVA	2 518

Na área das telecomunicações, realçam-se os investimentos feitos na rede de dados industrial (1,8 M€) e na rede de dados de alto débito (1,6 M€).

Estrutura do investimento a custos técnicos da área da electricidade



Na área do gás, a REN – Gasodutos investiu 666 mil euros, na sua quase totalidade em equipamentos e sistemas de informação.

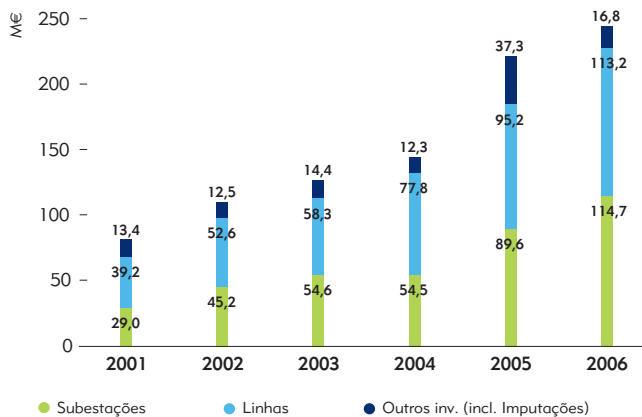
Os 884 mil euros investidos pela REN ATLÂNTICO foram orientados para um conjunto de acções que visaram melhorar aspectos operacionais e de segurança, que não tinham sido contemplados no projecto inicial.

A REN – Armazenagem realizou 488 mil euros de investimento na conclusão dos trabalhos de lixiviação da caverna TGC4.

Evolução do Investimento em imobilizado corpóreo da área da electricidade

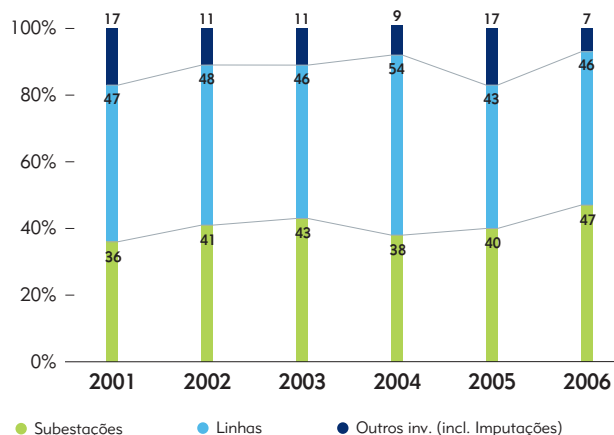
O gráfico seguinte mostra a evolução dos investimentos realizados, a custos totais, evidenciando um forte crescimento nos últimos cinco exercícios.

Evolução do investimento a custos totais (preços de 2006)



Em termos percentuais a evolução foi a seguinte:

Evolução do investimento em %



O quadro seguinte decompõe o valor do investimento em custos internos e externos.

Repartição do investimento

	2005		2006	
	Valor	%	Valor	%
Investimento a Custos Totais	215 459	100	244 703	100
Custos Internos	12 349	6	15 525	6
Material de Armazém	2		449	
Custos de Gestão	7 054	4	7 724	3
Custos de Estrutura	2 655	1	2 746	1
Custos Financeiros	2 638	1	4 607	2
Custos Externos	203 110	94	229 178	94

Verifica-se que o peso dos custos internos, face ao investimento total, 6%, não sofreu alteração significativa. No entanto, o peso dos encargos financeiros teve um acréscimo de 1 p.p. em detrimento da importância relativa dos custos de gestão, descida de 1 p.p.

Imobilizado objecto de remuneração (RAB)

O quadro seguinte evidencia o RAB (*Regulatory Asset Base*) por actividade no final do ano de 2006,

decomposto nas áreas de negócios da electricidade e do gás.

O imobilizado da área de negócio da electricidade do Grupo REN, líquido de amortizações, situava-se, no final do exercício, em 1 597,5 milhões de euros.

Considerando as participações líquidas no valor de 93,9 M€, o RAB que é objecto de remuneração situa-se em 1 503,7 M€ (60% do total do Grupo), dos quais 1 059,3 M€ dizem respeito à actividade de Transporte de energia eléctrica, 440,0 M€ à actividade Gestão Global do Sistema e os restantes 4,4 M€ à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

O RAB da área do gás ascendia, no final de 2006, a 1 005,4 M€, ou seja de 40% do total do Grupo, com a seguinte repartição: Transporte 75,8%, Recepção e regaseificação 16,2%, e Armazenagem 8%.

Em termos de Grupo, o RAB ultrapassava 2,5 mil milhões de euros.

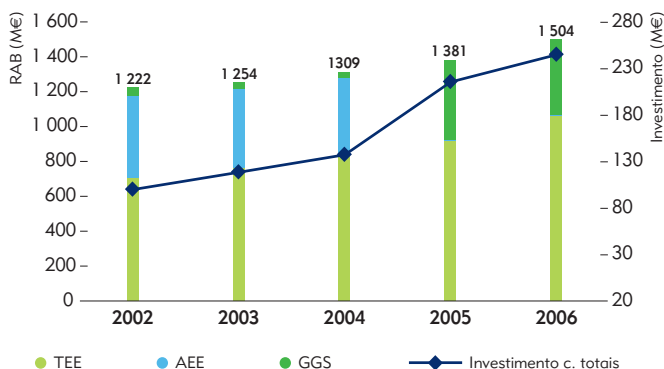
Regulatory Asset Base (RAB) Situação em 2006-12-31 (M€)

Grupos de imobilizado/Actividades	Imobilizado Líquido
RAB da electricidade	1 503,7
Transporte de Energia Eléctrica	1 059,3
Aquisição de Energia Eléctrica	4,4
Gestão Global do Sistema	440,0
Terrenos de centrais hídricas – Domínio Público	382,0
Terrenos de centrais hídricas – Zona de Protecção	18,9
Terrenos de centrais térmicas	0,1
Outro imobilizado de GGS	39,1
RAB do gás	1 005,4
Transporte	762,3
Armazenagem	80,0
Recepção e Regaseificação	163,1
RAB total	2 509,1

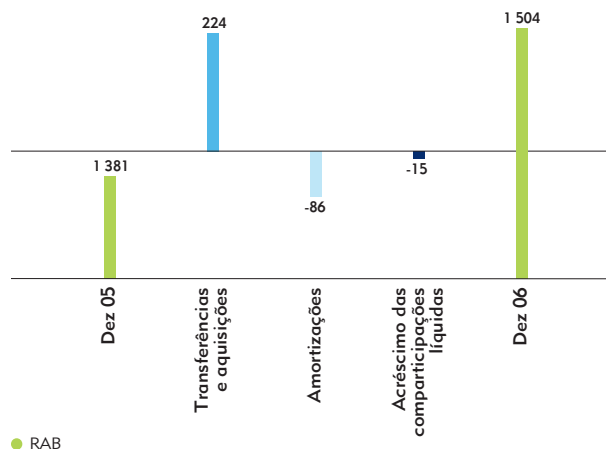
A evolução do RAB e do investimento total da área da electricidade vem retratada nos gráficos abaixo. No período de 2002 a 2006, o investimento total desta área de negócio evidenciou um crescimento de 22% em termos reais. Note-se que em Setembro de 2005

procedeu-se à transferência dos terrenos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica para a Actividade de Gestão Global do Sistema, tal como evidencia o gráfico.

Evolução do RAB e do investimento Área da electricidade



Evolução do RAB no exercício Área da electricidade (M€)



Estratégia Financeira e Evolução da Dívida

A evolução da dívida do Grupo REN, em 2006, foi claramente marcada por três eventos:

- Alienação da participação de 18,3% no capital da GALP e subsequente aquisição dos activos das infra-estruturas de recepção, transporte e armazenagem de gás natural;
- Distribuição de “dividendos extraordinários” aos accionistas;
- Agravamento dos desvios tarifários da REN – Rede Eléctrica Nacional.



A dívida do Grupo apresentava no final de 2005 e 2006 os seguintes valores:

Dívida (M€)	2005	2006	Variação	
			Absoluta	%
Dívida Total	1 367,2	1 894,8	527,6	38,6%
Dívida Líquida	1 365,5	1 826,2	460,7	33,7%

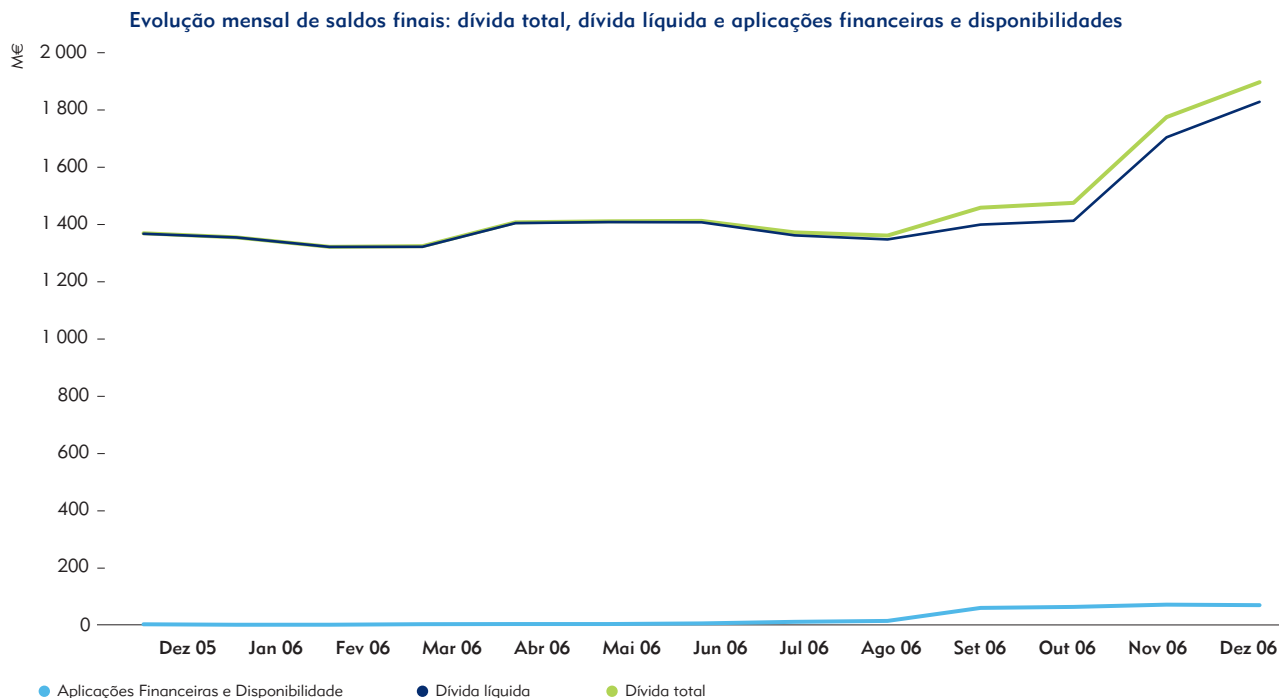
Nota: A Dívida Líquida corresponde à Dívida Total deduzida das Aplicações Financeiras e Disponibilidades

O efeito do produto da alienação da participação no capital da GALP, em 18 de Setembro, na dívida do Grupo, que rendeu um encaixe na ordem dos 944,8 M€, acabou por ser contrabalançado pelo valor pago pela aquisição do negócio do gás (511,3 M€), que adicionado à dívida líquida afecta ao mesmo (447,4 M€) importou a soma total de 958,7 M€.

Os “dividendos extraordinários” – distribuídos em duas tranches, a primeira (288,7 M€) a título de distribuição de “outras reservas” e de “resultados transitados” e a segunda (87,0 M€) a título de adiantamento sobre lucros do exercício de 2006 – totalizaram 375,7 M€. Estes pagamentos somados ao agravamento dos desvios tarifários, na ordem dos 74,9 M€, acabaram por consumir, na totalidade, o excedente financeiro de 418,5 M€ realizado com as operações de venda da participação na GALP e de aquisição dos activos de gás. Assinale-se que os desvios tarifários acumulados com referência a 2006 atingiram os 650,3 M€, o que representa 45,9% da dívida líquida da REN – Rede Eléctrica Nacional e 35,6% da dívida líquida do Grupo.

O incremento da dívida líquida do Grupo face a 2005, 460,7 M€ (33,7%), acabou por aproximar-se da dívida líquida associada aos activos de gás, incorporada em Setembro de 2006 (447,4 M€), excedendo-a em 13,3 M€. Aquela diferença resultou da consolidação de três parcelas: um acréscimo da dívida líquida de 49,0 M€ (3,6%) registado no negócio da electricidade; um decréscimo da dívida líquida de 34,3 M€ (7,7%) realizado no negócio do gás e um acréscimo de disponibilidades de 1,4 M€ registado nos outros negócios do Grupo (empresas RENTELCOM e OMIP).

O gráfico seguinte permite observar a evolução mensal da dívida total, da dívida líquida e das aplicações financeiras e disponibilidades do Grupo:



Até Setembro, as aplicações financeiras e disponibilidades do Grupo não evidenciavam grande expressão material, fruto de uma política de financiamento assente no recurso a determinados instrumentos financeiros, entre os quais se destaca o papel comercial, cuja flexibilidade na estruturação de prazos e de montantes do capital a utilizar permite assegurar uma canalização imediata dos excedentes de tesouraria gerados para a amortização da dívida. Em Setembro, a integração dos activos de gás e respectivos passivos financeiros veio alterar ligeiramente esta realidade, muito por força da incorporação de uma dívida de médio/longo prazo com uma estrutura rígida de reembolsos de capital, o que impediu a prossecução, no universo das empresas do gás, de uma política financeira orientada para a minimização de aplicações de fundos.

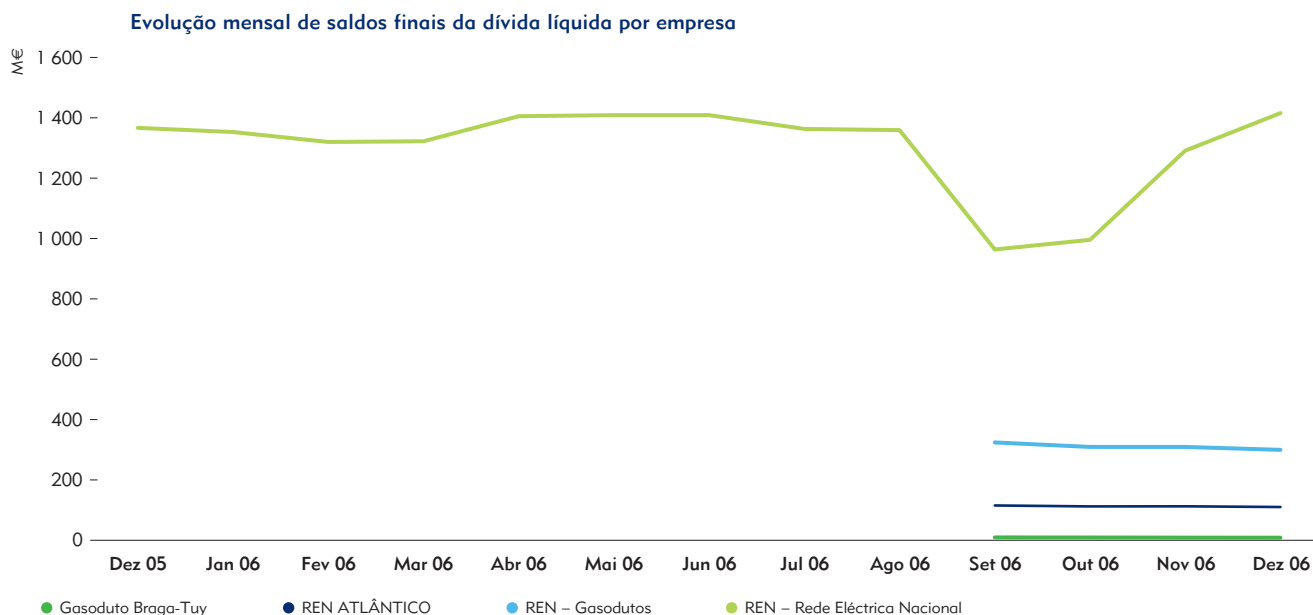
As aplicações financeiras e as disponibilidades do negócio do gás somavam, em Dezembro de 2006, 65,0 M€, valor

que representava 94,8% do total do Grupo, cabendo ao negócio da electricidade 1,5% e às empresas OMIP e RENTELECOM os remanescentes 3,7%.

A implementação, a curto prazo, de uma solução de centralização da função financeira virá permitir repor esta vertente da gestão financeira na globalidade do Grupo, beneficiando a sua eficiência financeira.



Seguidamente evidencia-se a evolução mensal da dívida líquida de cada empresa do Grupo:



O decréscimo da dívida ocorrido em Setembro de 2006 na REN - Rede Eléctrica Nacional, 395,4 M€, resultou, fundamentalmente, do encaixe líquido realizado com as operações de alienação da participação no capital da GALP e de aquisição dos activos de gás. No período de Novembro a Dezembro, a liquidação das duas *tranches* de "dividendos extraordinários" determinou um significativo acréscimo da dívida líquida da empresa, a qual, em Dezembro de 2006, acabou por atingir os 1 415,6 M€, o registo mais elevado do ano. No que respeita à REN - Gasodutos, REN

ATLÂNTICO e Gasoduto Braga-Tuy, os níveis da dívida líquida registaram, na generalidade, sucessivos decréscimos, ainda que por valores relativamente moderados.

O quadro evidencia os níveis da dívida líquida das diferentes empresas do Grupo e a respectiva evolução e estrutura.

Empresas (M€)	2005	2006	Variação		"peso" 2006
			Absoluta	%	
REN -					
Rede Eléctrica Nacional	1 366,6	1 415,6	49,0	3,6%	77,2%
			Set-06	Dez-06	
REN - Gasodutos	324,2	299,6	-24,6	-7,6%	16,3%
REN ATLÂNTICO	115,3	110,2	-5,1	-4,4%	6,0%
Gasoduto Braga-Tuy	9,4	8,5	-0,9	-9,7%	0,5%

A maior fatia da dívida, 77,2%, respeita à REN - Rede Eléctrica Nacional, cabendo à REN - Gasodutos 16,3%, à REN ATLÂNTICO 6,0% e ao Gasoduto Braga-Tuy os remanescentes 0,5%.



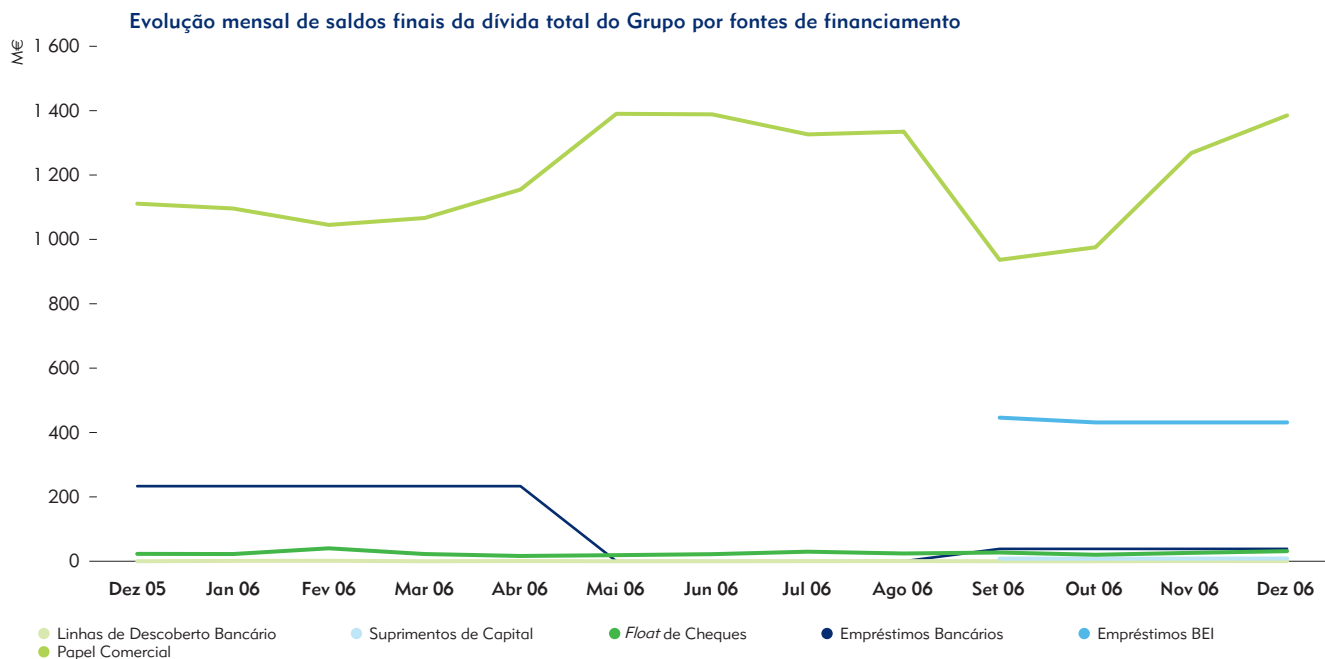
A incorporação do negócio do gás veio permitir, além da extensão da maturidade média da dívida do Grupo, a introdução de um importante elemento de diversificação nas suas fontes de financiamento.

O quadro e gráfico seguintes registam a evolução do endividamento do Grupo pelas diferentes fontes de financiamento.

Fontes de Financiamento (M€)	2005	2006	Variação	
			Absoluta	%
Papel Comercial	1 111,0	1 385,2	274,2	24,7%
Empréstimos Bancários	233,3	38,4	-194,9	-83,6%
Empréstimos BEI	-	431,3	431,3	n a
Descobertos Bancários	0,0	0,2	0,2	n a
Suprimentos de Capital	-	8,5	8,5	n a
Float de Cheques ⁵	22,9	31,2	8,3	36,6%

O recurso ao papel comercial sofreu um acréscimo de 235,2 M€ em Maio, por força do pagamento antecipado de um empréstimo internacional sindicado, cujo capital em dívida ascendia a 233,3 M€. O pré-pagamento deste empréstimo foi efectuado com recurso à contratação de

um novo programa de papel comercial com garantia de subscrição de capital e uma maturidade de 3 anos, cujas condições financeiras vieram permitir o refinanciamento daquela quantia em condições significativamente mais vantajosas para a empresa. O *plafond* total de papel comercial elevava-se para 1 480,0 M€ e concentrava-se, maioritariamente, no curto prazo, do que resultava um perfil da dívida desajustado da natureza dos activos da empresa. Não obstante, a aposta num instrumento com elevada flexibilidade e baixo custo constituía uma opção determinante para gerir eficientemente a dívida num contexto com diversas incertezas e de transição, pela iminente integração do negócio do gás. A flexibilidade do papel comercial possibilitava o ajustamento imediato dos níveis da dívida à cadência dos excedentes financeiros⁶. A título de exemplo, refira-se o decréscimo de 398,1 M€ registado na dívida de papel comercial em Setembro, que resultou da canalização directa dos excedentes financeiros gerados nesse mês – resultantes, sobretudo, do encaixe líquido realizado com as operações de alienação da participação no capital da GALP e de aquisição dos activos de gás – para a amortização de papel comercial. A recuperação



⁵ O *Float* de Cheques representa dívida financeira para efeitos contabilísticos, correspondente aos cheques emitidos no final de um mês, mas apenas descontados no mês seguinte. Em termos estritamente financeiros a criação da dívida (utilização efectiva de fundos) ocorrerá aquando do desconto dos cheques.

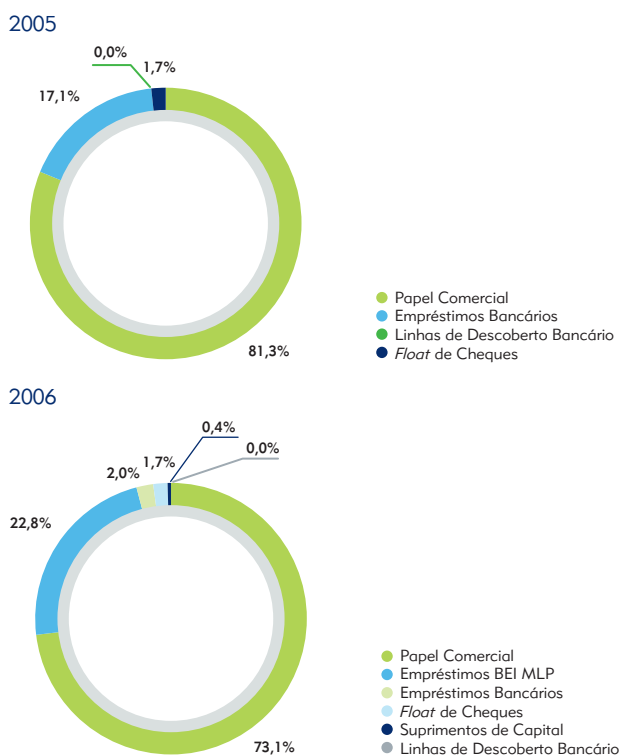
⁶ Este aspecto é igualmente fundamental para realizar uma gestão eficiente da dívida originada pelos elevados desvios tarifários registados no negócio da electricidade, cuja recuperação é diferida no tempo. Repare-se que o elevado montante de desvios tarifários que pode ser gerado em cada ano obriga a que o Grupo mantenha sempre elevados níveis de papel comercial.

dos elevados níveis de papel comercial justificou-se, fundamentalmente, pelos já referidos pagamentos de “dividendos extraordinários”, registados em Novembro e Dezembro.

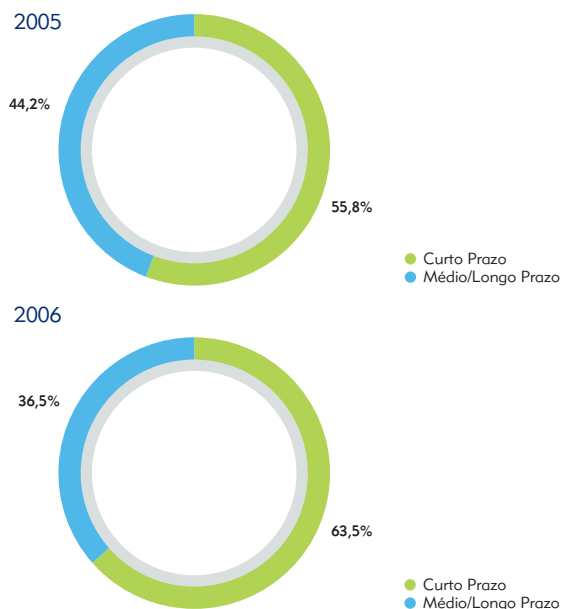
A dívida associada ao negócio do gás é, na sua grande maioria, contratada ao BEI – Banco Europeu de Investimento e apresenta um esquema de amortizações de capital relativamente rígido e perfeitamente definido. Saliente-se ainda que o financiamento do terminal de GNL de Sines (REN ATLÂNTICO) foi realizado em regime de *Project Finance*.

Os gráficos seguintes confrontam a estrutura da dívida do Grupo em 2005 com a de 2006, em termos de fontes de financiamento e prazo.

Repartição da dívida total do Grupo por fontes de financiamento



Repartição da dívida total do Grupo em curto prazo e médio/longo prazo



A integração da dívida financeira associada ao negócio do gás, pelo diferente perfil que evidencia, veio mitigar os desequilíbrios então existentes na dívida do Grupo, seja pela extensão registada na sua maturidade⁷, seja pela diversificação introduzida nas fontes de financiamento. Não obstante, este ajustamento natural não preenche na totalidade os objectivos formulados pelo Grupo nesta matéria, pelo que, a curto prazo, deverá operar-se uma reestruturação mais profunda da dívida, visando, sobretudo, uma maior adequação da sua maturidade à natureza de longo prazo de grande parte dos activos. A estabilização obtida da nova realidade do Grupo e a consolidação da dívida decorrente da mesma vem beneficiar a eficiência desta reestruturação, seja pela clarificação das incertezas típicas de um processo de integração de um negócio distinto, seja pela completa interiorização do perfil da nova dívida do Grupo, sobretudo no que concerne à identificação e aprofundamento das interacções entre as estruturas e riscos específicos da dívida de cada empresa, visando servir a eficiência de uma gestão financeira devidamente integrada.

⁷ Repare-se que, apesar da dívida de curto prazo (≤ 1 ano) superar em 2006 o registo de 2005, a maturidade média da dívida do Grupo em 2006 é superior à evidenciada em 2005, por força da integração da dívida associada ao negócio do gás, que apresenta maturidades essencialmente de médio/longo prazo.

A elevada concentração da dívida em curto prazo, com destaque para 2006, justifica-se pelo facto de grande parte dos programas de papel comercial apresentarem maturidades reduzidas, realidade que foi sempre devidamente ponderada e que se justifica pelo objectivo de maximizar a eficiência do processo de reestruturação da dívida do Grupo.

Os encargos da dívida financeira⁸ conheceram, em 2006, um elevado acréscimo face a 2005: em 2005, os encargos financeiros totalizaram 31,5 M€ e, em 2006, aumentaram 15,8 M€ (50,2%), para 47,3 M€. O elevado acréscimo registado resulta, fundamentalmente, da conjugação de três factores:

- Acréscimo do endividamento médio anual do Grupo, sobretudo por força da integração da dívida associada aos activos de gás, dos desvios tarifários realizados e dos “dividendos extraordinários” pagos;
- O custo médio da dívida do negócio do gás situou-se significativamente acima do custo do negócio da electricidade;
- Agravamento generalizado das taxas de juro de mercado, com especial incidência nos prazos mais curtos.

No quadro seguinte, além do custo médio da dívida, evidenciam-se os encargos financeiros dos negócios da electricidade e do gás e respectivas contribuições para a formação do valor total do Grupo.

Encargos Financeiros da Dívida (2006)	Valor		Custo Médio da Dívida
	M€	Contribuição	
Negócio da Electricidade	41,7	88,1%	3,14%
Negócio do Gás*	5,6	11,9%	4,61%
Grupo	47,3	100,0%	3,27%

* Os encargos financeiros relativos ao negócio do gás respeitam apenas a um período de cerca de 3 meses

Nota: Os encargos financeiros apurados incluem a fiscalidade

O custo médio de financiamento do Grupo registou, em 2006, um acréscimo de 0,83 p.p. face a 2005 (2,44% p.a., em 2005, contra 3,27% p.a., em 2006), justificado, sobretudo, pelo incremento generalizado das taxas de juro de mercado, muito embora o custo significativamente mais elevado da dívida afecta às empresas de gás também tenha exercido a sua influência, ainda que em muito menor escala.

Tomando como referência, a título de exemplo, a média anual registada na taxa Euribor de 6 meses em 2005, 2,23%

p.a., e confrontando-a com o respectivo registo de 2006, 3,23% p.a., apura-se uma diferença na ordem 1,00 p.p., valor claramente acima dos 0,70 p.p. da variação do custo médio da dívida do negócio da electricidade⁹.

Estrutura de capital

No quadro seguinte apresentam-se, com referência aos dois últimos exercícios, alguns indicadores relativos à estrutura de capital do Grupo.

Indicadores relativos à estrutura de capital

	Grupo	
	2005	2006
Autonomia Financeira	31,8%	28,2%
Passivo c.p./Passivo total	48,9%	53,7%
Liquidez Geral	89,7%	76,6%
EBITDA/Enc. Financeiros	8,2	5,8

O já mencionado aumento do endividamento traduziu-se numa redução de 3,6 p.p. no rácio de autonomia financeira, o qual se veio a situar em 28,2%. De notar que tal indicador assume o valor de 7,3% na REN – Gasodutos, o que veio a ser determinante na evolução dos indicadores agregados do Grupo.

Por seu turno, o peso do passivo de curto prazo no passivo total evoluiu de 48,9% em 2005 para 53,7% em 2006, reflectindo, sobretudo, o aumento da utilização do papel comercial. Em consequência, o indicador de liquidez geral registou uma descida de 13,1 p.p. face ao obtido em 2005, assumindo no exercício de 2006 um valor de 76,6%.

Apesar da subida do EBITDA em 4,0%, o aumento dos encargos financeiros impulsionou para baixo o rácio da cobertura de encargos financeiros, o qual passou de 8,2 em 2005 para 5,8 em 2006.

Sublinha-se, finalmente, que na sequência do processo de *follow-up* desenvolvido pela CPR – Companhia Portuguesa de Rating, S.A., esta decidiu atribuir à REN a notação de A+. A CPR considera que a “capacidade da REN honrar atempadamente os seus compromissos financeiros de médio e longo prazo depende, basicamente, das características do contrato de concessão da rede nacional de transporte de energia eléctrica de que é titular, da regulação aplicável a esta actividade e da responsabilidade solidária da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (REN SGPS)”.

⁸ Os encargos financeiros considerados, além dos juros e das comissões, incluem a fiscalidade associada às diferentes fontes de financiamento.

⁹ Para efeitos de comparação com o mercado recorreu-se ao custo de financiamento do negócio da electricidade, já que o custo de financiamento do Grupo estaria enviesado pelo facto da integração do negócio do gás datar de 26 de Setembro de 2006. Repare-se que o negócio de electricidade contribuiu, em 2006, com 88,1% para a formação dos encargos da dívida total do Grupo.

Fluxos de caixa

No quadro que se segue apresentam-se os fluxos de caixa gerados nos dois últimos exercícios. Utilizou-se o método indireto de apuramento, que parte do resultado líquido da demonstração de resultados e corrige esse valor de forma a reflectir a variação dos depósitos bancários e caixa do período.

Mapa de fluxos de caixa

	2005	2006
1 Vendas	2 880,6	3 133,6
2 Custos de Aquisição	-2 808,0	-2 793,5
3 Margem Líquida [1+2]	72,6	340,0
4 Outros proveitos	226,0	58,5
5 Custos operacionais	-69,0	-128,6
6 Amortizações	-83,4	-102,1
7 Provisões	-14,7	-44,4
8 Resultado Operacional [3+4+5+6+7]	131,6	123,5
9 Resultado Financeiro	-0,9	-5,3
10 Resultado Extraordinário	10,0	525,0
11 IRC	-30,0	-92,6
12 Interesses minoritários	0,0	-0,5
13 Resultado Líquido [8+9+10+11+12]	110,7	550,1
14 Amortizações	83,4	102,1
15 Variação NFM	-114,1	139,1
15.1 Diferenças tarifárias	-152,3	-74,9
15.2 Fornecedores	13,4	152,0
15.3 Outros	24,8	62,1
16 Fluxo de caixa das operações [13+14+15]	80,0	791,3
17 Investimento	-210,6	-938,9
18 Fluxo de caixa livre [16+17]	-130,7	-147,6
19 Variação Dívida financeira	165,2	519,1
20 Variação Outra dívida	14,9	130,9
21 Aumento de capital	0,0	0,0
22 Distribuição de resultados	-48,3	-443,7
23 Variação Interesses Minoritários	0,5	8,0
24 Variação dos depós. banc. e caixa [18+19+20+21+22+23]	1 662	66,8

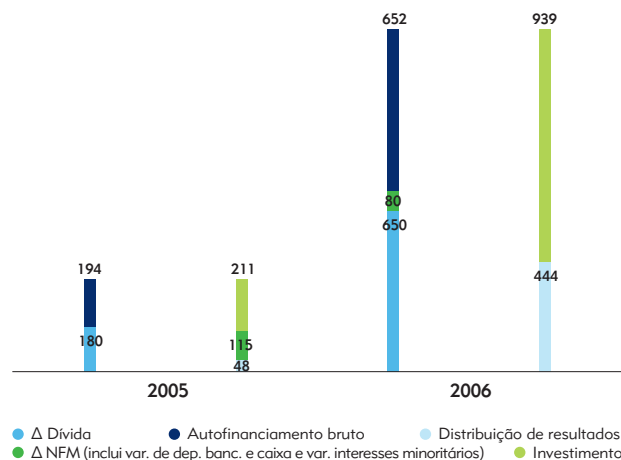
Nota: Em 2006 o perímetro foi alargado com a inclusão das empresas do gás.

A designação de investimento utilizada no mapa de fluxos de caixa corresponde ao valor da variação do imobilizado líquido, acrescido das amortizações do exercício. Em 2006 obteve-se um valor significativamente mais elevado do que o investimento total que se situou em 246,7 M€, principalmente devido à inclusão do imobilizado corpóreo e incorpóreo líquido do gás, no montante de 1103 M€, ainda que se tenha registado uma diminuição de 420,9 M€ relativa à venda da participação financeira na Galp.

Em 2006, o autofinanciamento bruto gerado pela empresa reflectiu a mais-valia da venda da participação da GALP e assumiu um valor de 652,2 M€, o que se compara com 194,0 M€ gerados em 2005. No exercício de 2006, o autofinanciamento bruto assegura cerca de 69% da cobertura do investimento em activo fixo no valor de 938,9 M€, o qual incorpora os activos líquidos do gás. A redução das necessidades em fundo de maneo, (incluindo a variação dos meios monetários e dos interesses minoritários), no valor de 80,3 M€, cobre 9% do investimento, sendo a parte restante financiada pelo aumento do capital em dívida, o qual financia ainda os resultados distribuídos, cujo montante ascendeu a 443,7€.

Repare-se nas diferenças entre as origens e aplicações de fundos nos dois últimos exercícios. Enquanto que em 2005, o agravamento do défice tarifário foi determinante no acréscimo da dívida financeira para o seu financiamento, no exercício de 2006, a diminuição das necessidades em fundo de maneo, em consequência, principalmente, do menor incremento das diferenças tarifárias e do maior aumento de dívidas a fornecedores, permitiu financiar parte do investimento em activo fixo, o qual inclui, como já foi referido, os activos adquiridos do gás.

Fluxos de caixa



Nota: Em 2006 o perímetro foi alargado com a inclusão das empresas do gás.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

PERSPECTIVAS PARA O ANO DE 2007

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. concretizou em 26 de Setembro de 2006 a aquisição dos activos regulados de gás: rede de transporte de gás natural em alta pressão, armazenamento de gás natural no Couto Mineiro do Carriço e do Terminal de GNL de Sines. A REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., criada em 5 de Janeiro de 2007, assume, directamente através das respectivas participadas, a responsabilidade das concessões da gestão dos sistemas de transporte de electricidade e de gás natural em alta pressão (incluindo o respectivo armazenamento). O ano de 2007 exigirá, do novo Grupo REN, um esforço de reorganização das actividades de gestão dos dois sistemas de electricidade e gás (incluindo o armazenamento subterrâneo do Carriço e do terminal GNL em Sines), visando o aproveitamento de todas as sinergias das duas áreas de negócio.

Entretanto, a REN, SGPS, S.A., através da sua participada REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., continuará, em 2007, o seu esforço de investimento, quer em linhas quer em subestações, e que incluirá o reforço do investimento para fornecer a disponibilização de pontos de interligação por forma a acomodar a produção de energia renovável, sobretudo eólica e a entrada de novos centros de produção a gás. O esforço de investimento dirigir-se-á, ainda, para a adequação da rede de transporte às necessidades decorrentes do MIBEL.

Ainda em 2007, e tendo presente a forma satisfatória de colaboração entre a REN e a REE (Rede Eléctrica de Espanha), que tem permitido consolidar os interesses energéticos de Portugal e Espanha e dos seus cidadãos, as duas empresas prevêem adquirir participações qualificadas cruzadas nos respectivos capitais sociais, em conformidade com as regras legais de Portugal e Espanha e com os estatutos de cada uma das sociedades, de modo a consolidar o objectivo de estabelecimento de uma parceria estratégica.

PROPOSTA DE APLICAÇÃO DE RESULTADOS

O Conselho de Administração, nos termos do Art.º 25.º dos Estatutos da REN, S.A., propõe que o Resultado Líquido do Exercício de 2006, apurado nas contas individuais, no valor de € 550 050 502 (quinhentos e cinquenta milhões, cinquenta mil, quinhentos e dois euros), tenha a seguinte aplicação:

- Para Reserva Legal, € 27 502 525 (vinte e sete milhões, quinhentos e dois mil, quinhentos e vinte e cinco euros).
- Para Outras Reservas, € 83 992 712 (oitenta e três milhões, novecentos e noventa e dois mil, setecentos e doze euros).
- Para Dividendos, € 87 000 000 (oitenta e sete milhões de euros).
- Para Resultados Transitados, € 351 555 265 (trezentos e cinquenta e um milhões, quinhentos e cinquenta e cinco mil, duzentos e sessenta e cinco euros).

Da verba referente à conta de Resultados Transitados, propõe-se a distribuição de resultados aos trabalhadores, no montante de € 1 735 811 (um milhão, setecentos e trinta e cinco mil, oitocentos e onze euros).

NOTA FINAL

O Conselho de Administração expressa o seu reconhecimento a todos os que, ao longo do exercício de 2006, o apoiaram na prossecução dos objectivos fixados para a Empresa.

Aos Colaboradores da Empresa, pela dedicação, empenho e elevado profissionalismo, demonstrados no exercício das suas funções, em consonância com os objectivos estabelecidos.

Aos Accionistas, pelo apoio dado e confiança demonstrada nos mais diversos momentos da vida da Empresa, num ano marcado pela profunda reestruturação e reorganização do Grupo REN.

Ao Órgão de Fiscalização e ao Auditor Externo, pela colaboração fundamental prestada, o Conselho de Administração manifesta o seu profundo agradecimento.

Lisboa, 26 de Fevereiro de 2007

O Conselho de Administração

Eng.º José Rodrigues Pereira dos Penedos

Eng.º Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista

Prof. Doutor Aníbal Durães dos Santos

Eng.º Henrique Joaquim Gomes

Prof. Doutor Paulo José Jubilado Soares de Pinho



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

103 DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

- 104 Balanço consolidado em 31 de Dezembro de 2006
- 106 Demonstração consolidada dos resultados por naturezas em 31 de Dezembro de 2006
- 108 Demonstração consolidada dos resultados por funções em 31 de Dezembro de 2006
- 109 Demonstração consolidada dos fluxos de caixa em 31 de Dezembro de 2006
- 110 Anexo ao balanço e à demonstração dos resultados consolidados
- 110 Nota introdutória
- 111 I Informações relativas às empresas incluídas na consolidação
- 112 III Informações relativas aos procedimentos de consolidação
- 113 IV Informações relativas a compromissos
- 116 V Informações relativas a políticas contabilísticas
- 119 VI Informações relativas a determinadas rubricas
- 127 VII Informações diversas

134 DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS

- 134 Balanço individual em 31 de Dezembro de 2006
- 136 Demonstração individual dos resultados por naturezas em 31 de Dezembro de 2006
- 138 Demonstração individual dos resultados por funções em 31 de Dezembro de 2006
- 139 Demonstração individual dos fluxos de caixa em 31 de Dezembro de 2006
- 140 Anexo ao balanço e à demonstração dos resultados individual

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

BALANÇO CONSOLIDADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Activo		Exercícios			
		2006			2005
Notas		AB	AA	AL	AL
	IMOBILIZADO				
23.a./25./27.	Imobilizações incorpóreas				
	Despesas de instalação	163	124	39	17
	Despesas de investigação e desenvolvimento	30	2	28	
	Propriedade industrial e outros direitos	142 193	46 280	95 913	79
		142 386	46 406	95 980	96
23.b./27./41./42./47.	Imobilizações corpóreas				
	Terrenos e recursos naturais	55 563	318	55 245	1 921
	Edifícios e outras construções	88 711	25 659	63 052	29 426
	Equipamento básico	4 271 921	1 775 223	2 496 698	1 447 020
	Equipamento de transporte	4 368	2 588	1 780	1 730
	Ferramentas e utensílios	2 553	2 010	543	515
	Equipamento administrativo	23 846	16 779	7 067	7 607
	Outras imobilizações corpóreas	736	77	659	567
	Imobilizações em curso	144 956		144 956	119 460
		4 592 654	1 822 654	2 770 000	1 608 246
23.d./27.	Investimentos financeiros				
	Partes de capital em outras empresas	1 033		1 033	421 935
		1 033		1 033	421 935
	CIRCULANTE				
23.e	Existências				
	Matérias-primas, subsid. e consumo	3 051		3 051	878
	Produtos e trabalhos em curso				
	Mercadorias	38		38	
		3 089		3 089	878
50.b.	Dívidas de Terceiros – Médio e longo prazo				
	Outros devedores	155		155	155
		155		155	155
	Dívidas de terceiros – Curto prazo				
	Clientes c/c	285 226		285 226	231 333
	Clientes de cobrança duvidosa				
	Empresas associadas				
	Empresas participadas e participantes				
50.a.	Estado e outros entes públicos	25 013		25 013	51 149
50.b.	Outros devedores	11 518	828	10 690	8 137
		321 757	828	320 929	290 619
	Depósitos bancários e caixa				
	Depósitos bancários	68 607		68 607	1 766
	Caixa	4		4	
		68 611		68 611	1 766
	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
50.c.	Acréscimos de proveitos	688 626		688 626	612 125
50.c.	Custos diferidos	20 756		20 756	41 897
		709 382		709 382	654 022
	Total de Amortizações		1 869 060		
	Total de Ajustamentos		828		
	TOTAL DO ACTIVO	5 839 067	1 869 888	3 969 179	2 977 717

DIVISÃO FINANCEIRA E PATRIMÓNIO

O Técnico Oficial de Contas
N.º 30 375
Maria Teresa Martins

O Director Coordenador

Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

BALANÇO CONSOLIDADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Capital próprio e passivo		Un: mil euros	
		Exercícios	
		2006	2005
Notas			
	CAPITAL PRÓPRIO		
50.e.	Capital	534 000	534 000
	Reservas		
	Reservas legais	33 634	28 101
	Outras reservas		192 829
	Resultados transitados	389	59 103
	Subtotal	568 023	814 033
	Resultado líquido do exercício	550 051	110 658
	Dividendos antecipados	-87 000	
	TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	1 031 074	924 691
50.d.	Interesses minoritários	8 515	487
	PASSIVO		
	Provisões		
46.	Outras provisões	69 766	29 914
		69 766	29 914
	Dívidas a terceiros – Médio e longo prazo		
34.	Dívidas a instituições de crédito	685 313	603 667
	Empresas participadas e participantes	6 781	
50.b.	Outros credores	990	990
		693 084	604 657
	Dívidas a terceiros – Curto prazo		
34.	Dívidas a instituições de crédito	1 201 028	763 571
	Fornecedores c/c	315 224	158 680
	Empresas associadas		
	Empresas participadas e participantes	1 695	
	Fornecedores de imobilizado c/c	74 719	79 268
50.a.	Estado e outros entes públicos	57 300	1 200
50.b.	Outros credores	8 337	13 059
		1 658 303	1 015 778
	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS		
50.c.	Acréscimos de custos	49 699	95 460
50.c.	Proveitos diferidos	458 738	306 730
		508 437	402 190
	TOTAL DO PASSIVO	2 929 590	2 052 539
	TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO DOS INTERESSES MINORITÁRIOS E DO PASSIVO	3 969 179	2 977 717

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
José Rodrigues Pereira dos Penedos – Presidente
Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Aníbal Durães dos Santos
Henrique Joaquim Gomes
Paulo José Jubilado Soares de Pinho



DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DOS RESULTADOS POR NATUREZAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Un: mil euros

Notas		Exercícios			
		2006			
	CUSTOS E PERDAS				
	Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas				
	Electricidade	2 793 529		2 733 317	
	Mercadorias	98		137	
	Materiais	643	2 794 270	103	2 733 557
	Fornecimentos e serviços externos		33 151		29 271
	Custos com o pessoal				
	Remunerações	24 458		20 671	
	Encargos sociais				
	Pensões	1 801		2 309	
	Outros	10 785	37 044	9 316	32 296
	Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo	102 123		83 377	
	Ajustamentos				
46.	Provisões	44 375	146 498	14 703	98 080
	Impostos	1 327		1 270	
	Outros custos e perdas operacionais	56 324	57 651	80 537	81 807
	(A)		3 068 614		2 975 011
44.	Juros e custos similares				
	Relativos a empresas associadas				
	Outros	46 879	46 879	31 782	31 782
	(C)		3 115 493		3 006 793
45.	Custos e perdas extraordinários		13 473		4 680
	(E)		3 128 966		3 011 473
23.o./38	Imposto sobre o rendimento do exercício		92 575		30 010
	(G)		3 221 541		3 041 483
50.d.	Interesses minoritários		504		14
	Resultado consolidado líquido do exercício		550 051		110 658
	SUB-TOTAL		3 772 096		3 152 155

DIVISÃO FINANCEIRA E PATRIMÓNIO

O Técnico Oficial de Contas
N.º 30 375
Maria Teresa Martins

O Director Coordenador

Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DOS RESULTADOS POR NATUREZAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

		Un: mil euros			
Notas		Exercícios			
		2006		2005	
	PROVEITOS E GANHOS				
23.k./36	Vendas				
	Electricidade	3 133 556		2 880 615	
	Mercadorias	97		126	
	Materiais				
36.	Prestações de serviços	41 648	3 175 301	10 310	2 891 051
	Variação da produção				
	Trabalhos para a própria empresa		15 525		12 349
	Proveitos suplementares	461		1 356	
	Outros proveitos e ganhos operacionais	759		201 219	
	Reversões de amortizações e ajustamentos	59	1 279	639	203 214
	(B)		3 192 105		3 106 614
44.	Ganhos de participações de capital				
	Relativos a empresas associadas				
	Relativos a outras empresas	40 694	40 694	30 353	30 353
44.	Rendimentos de títulos negociáveis e de outras aplicações financeiras				
	Relativos a empresas associadas				
	Outros	113	113	345	345
44.	Outros juros e proveitos similares				
	Relativos a empresas associadas				
	Outros	741	741	162	162
	(D)		3 233 653		3 137 474
45.	Proveitos e ganhos extraordinários		538 443		14 681
	(F)		3 772 096		3 152 155
	Resumo				
	Resultados operacionais: (B) - (A) =		123 491		131 603
	Resultados financeiros: (D - B) - (C - A) =		-5 331		-922
	Resultados correntes: (D) - (C) =		118 160		130 681
	Resultados antes de impostos: (F) - (E) =		643 130		140 682
	Resultado consolidado com os interesses minoritários do exercício: (F) - (G) =		550 555		110 672

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DOS RESULTADOS POR FUNÇÕES EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Un: mil euros

	Exercícios	
	2006	2005
Vendas e prestações de serviços	3 175 301	2 891 051
Custo das vendas e prestações de serviços	-2 972 038	-2 719 481
RESULTADOS BRUTOS	203 263	171 570
Outros proveitos e ganhos operacionais	529 246	4 713
Custos de distribuição	-3 658	-3 301
Custos administrativos	-34 635	-21 142
Outros custos e perdas operacionais	-47 554	-10 216
RESULTADOS OPERACIONAIS	646 662	141 624
Custo líquido de financiamento	-44 202	-31 292
Ganhos (perdas) em filiais e associadas		
Ganhos (perdas) em outros investimentos	40 670	30 350
RESULTADOS CORRENTES	643 130	140 681
Impostos sobre os resultados correntes	-92 575	-30 010
RESULTADOS CORRENTES APÓS IMPOSTOS	550 555	110 672
Interesses minoritários	-504	-14
Resultados extraordinários		
Imposto sobre os resultados extraordinários		
RESULTADOS LÍQUIDOS	550 051	110 658
RESULTADOS POR ACÇÃO (EUROS)	5,15	1,04

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DOS FLUXOS DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Un: mil euros

	Exercícios	
	2006	2005
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Recebimentos de clientes	3 045 212	2 673 908
Pagamentos a fornecedores	-2 751 166	-2 740 267
Pagamentos ao pessoal	- 33 032	- 32 572
Fluxos gerados pelas operações	261 014	- 98 931
Pagamento do imposto s/rendimento	- 10 473	7 414
Outros recebimentos relativos à activ. operacional	43 372	180 607
Outros pagamentos relativos à activ. operacional	- 40 535	- 82 825
Fluxos gerados antes das rubricas extraordinárias	253 378	6 265
Recebimentos relacionados com rubricas extraordinárias	3 483	1 255
Pagamentos relacionados com rubricas extraordinárias	- 4 031	- 3 784
Fluxos das actividades operacionais (1)	252 830	3 736
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Recebimentos provenientes de		
Investimentos financeiros	945 101	345
Imobilizações corpóreas	493	40 647
Subsídios de investimento	7 122	9 667
Dividendos	40 694	30 376
Pagamentos respeitantes a		
Variações do perímetro	- 492 961	
Investimentos financeiros		
Imobilizações corpóreas	- 231 651	- 173 670
Imobilizações incorpóreas	- 724 612	- 173 670
Fluxos das actividades de investimento (2)	268 798	- 92 635
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Recebimentos provenientes de		
Empréstimos obtidos	15 390 366	11 210 283
Juros e proveitos similares	15 390 366	2
Pagamentos respeitantes a		
Empréstimos obtidos	-15 364 184	-11 066 450
Juros e custos similares	- 47 524	- 30 638
Dividendos	- 442 047	- 46 700
Fluxos das actividades de financiamento (3)	- 463 389	66 497
Varição de caixa e seus equivalentes (4)=(1)+(2)+(3)	58 239	- 22 402
Efeito das diferenças de câmbio		
Caixa e seus equivalentes no início do período	- 21 140	1 262
Caixa e seus equivalentes no fim do período	37 099	- 21 140
DISCRIMINAÇÃO DOS COMPONENTES DE CAIXA E S/ EQUIVALENTES		
Numerário	4	
Dep. bancários imediatam. mobilizáv. e equiv. a caixa	- 30 465	- 22 690
Depósitos bancários	1 047	184
Descobertos bancários	- 31 512	- 22 874
Outras disponibilidades	67 560	1 550
DISPONIBILIDADES CONSTANTES DO BALANÇO	37 099	- 21 140

ANEXO AO BALANÇO E À DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Montantes expressos em milhares de euros

NOTA INTRODUTÓRIA

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. resultou da cisão da EDP, em harmonia com o disposto nos Decretos-Lei 7/91, de 8 de Janeiro, e 131/94, de 19 de Maio, aprovada em Assembleia-Geral de Accionistas realizada em 18 de Agosto de 1994. Tem por objecto assegurar a gestão global do sistema eléctrico de abastecimento público (SEP), visando garantir a estabilidade e segurança do abastecimento de electricidade e assegurar a compatibilização dos interesses dos diversos intervenientes em presença; explorar e desenvolver a rede nacional de transporte em muito alta tensão em Portugal Continental, gerir a carteira de sítios para centrais eléctricas e preparar os processos que servirão de base à DGGE para o lançamento das consultas públicas com vista ao estabelecimento e exploração de novos centros electroprodutores.

A concessão da exploração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade em muito Alta Tensão (RNT) foi atribuída à REN pelo D.L. 182/95 de 27/07/95 – art.º 64, tendo o respectivo contrato com o Estado Português sido celebrado em 6 de Setembro de 2000. A concessão tem a duração de 50 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato.

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. tem como subsidiárias a RENTELECOM – Comunicações, S.A., detida a 100% e dedicada à gestão e à exploração de infra-estruturas e sistemas de telecomunicações, o OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A., cujo objecto social é a organização e gestão de um sistema de suporte para a realização de transacções e liquidações no âmbito do Mercado Ibérico de Energia, detido em 90% pela REN.

O OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A. detém a totalidade do capital da empresa OMICLEAR – Sociedade de Compensação dos Mercados de Energia, S.A.

O Governo, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, publicada no Diário da República n.º 204, I Série B), de 24 de Outubro, aprovou uma nova estratégia nacional para a energia que, entre outras medidas, veio preconizar a concentração das infra-estruturas reguladas dos sectores da electricidade e do gás num único grupo empresarial, objectivo a ser alcançado mediante a autonomização dos activos regulados do sector do gás natural e a sua afectação ao universo da REN.

Este desiderato veio, posteriormente, a ser objecto da publicação dos Decretos-Lei n.ºs 29/2006 e 30/2006, ambos de 15 de Fevereiro, que estabeleceram os princípios gerais relativos à organização e funcionamento, respectivamente, do sistema eléctrico nacional e do sistema nacional de gás natural e, mais recentemente, a ser completado com a aprovação dos regimes jurídicos das actividades do sector do gás natural, bem como das respectivas concessões de serviço público, mediante a publicação do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

Em concretização da decisão supra-referida, de junção dos activos regulados dos sectores do gás natural e da electricidade, veio ainda o Governo determinar, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, publicada no Diário da República n.º 125, I Série B, de 30 de Junho de 2006, que a REN deveria adquirir, por intermédio de sociedades de cujo capital seja a única titular, os activos afectos a cada uma das três actividades do sector do gás a exercer em regime de concessão de serviço público, designadamente: (i) o Transporte de Gás Natural em Alta Pressão, (ii) o Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural e (iii) a Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito em Terminais de GNL.

Para dar cumprimento ao estabelecido, a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., criou as empresas REN – Gasodutos, S.A., cujo capital foi subscrito em espécie

com os activos relativos ao Transporte de Gás Natural em Alta Pressão e a REN – Armazenagem, S.A., cujo capital social foi subscrito em espécie com os activos relativos ao Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.

No valor dos activos referentes às infra-estruturas de transporte encontram-se incluídas as participações sociais, detidas anteriormente pela Transgás, no capital das sociedades Gasoduto Braga-Tuy, S.A. e Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. respectivamente de 88% e de 51%.

Conjuntamente com a celebração da escritura pública de aquisição dos activos regulados referentes ao transporte e ao armazenamento de gás natural que acima se referiu, a REN celebrou com a TRANSGÁS, SGPS, S.A. e com a GDP, SGPS, S.A., um contrato de compra e venda de acções e de cessão de créditos, mediante o qual adquiriu a estas a totalidade do capital social da SGNL – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A.. Esta sociedade é a titular dos activos de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de que faz parte o respectivo terminal e as instalações portuárias.

A SGNL – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A., que passou a ser a concessionária do serviço público de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito em Terminais de GNL, foi sujeita a algumas alterações ao nível do contrato de sociedade, sendo modificadas, entre outras disposições, a denominação social, que

passou a ser REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.

A REN criou ainda uma nova empresa para o sector da electricidade com a designação de REN – Serviços de Rede, S.A., cujo objecto é a conservação, manutenção e reparação de quaisquer infra-estruturas da rede nacional de transporte de electricidade e dos equipamentos que lhe estejam afectos, a concepção, desenvolvimento, ensaio e aplicação de novas tecnologias relacionadas com o transporte de electricidade e com a gestão, operação e planeamento de redes eléctricas e, ainda, o exercício de quaisquer outras actividades com estas relacionadas.

As notas que se seguem respeitam a numeração sequencial definida no Plano Oficial de Contabilidade (POC) para a apresentação de contas consolidadas. As notas cuja numeração é omitida neste anexo não são aplicáveis ao Grupo ou a sua apresentação não é relevante para a leitura das demonstrações financeiras consolidadas.

I – INFORMAÇÕES RELATIVAS ÀS EMPRESAS INCLUÍDAS NA CONSOLIDAÇÃO

1 – Empresas incluídas na consolidação

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2006 o perímetro de consolidação foi alterado conforme segue:

a) A REN criou em Setembro de 2006 as suas filiais REN – Gasodutos, S.A., REN – Armazenagem, S.A. e

Denominação social	Sede	Proporção do Capital detido nas empresas do Grupo		
		Directa	Indirecta	Total
Empresa Mãe				
REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Lisboa – Av. EUA, 55			
Filiais:				
RENTELECOM – Comunicações, S.A.	Lisboa – Av. EUA, 55	100%		100%
OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Electricidade (Pólo Português), S.A.	Lisboa – Av. EUA, 55	90%		90%
OMICLEAR – Sociedade de Compensação dos Mercados de Energia, S.A.	Lisboa – Av. EUA, 55		90%	90%
REN – Gasodutos, S.A.	Bucelas – Vila Rei	100%		100%
Gasoduto Braga-Tuy, S.A.	Bucelas – Vila Rei		51%	51%
Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A.	Bucelas – Vila Rei		88%	88%
REN – Armazenagem, S.A.	Pombal – Carriço	100%		100%
REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.	Sines – Terminal de GNL	100%		100%
REN – Serviços de Rede, S.A.	Lisboa – Av. EUA, 55	100%		100%

REN – Serviços de Rede, S.A., todas detidas a 100%;

b) Em Setembro de 2006 foi adquirida a participação na SGNL – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, SA., que posteriormente mudou a sua denominação para REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A. O capital é detido na sua totalidade pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A;

c) No valor dos activos do transporte do gás em alta pressão, foram incluídas as participações sociais no capital das sociedades Gasoduto Braga-Tuy, S.A. e Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., respectivamente de 51% e de 88%.

As empresas filiais foram incluídas na consolidação, pelo método integral, de acordo com o estabelecido na alínea a) do n.º 1 do artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 238/91, de 2 de Julho, o qual estabelece a detenção da maioria dos direitos de voto como obrigação da consolidação.

7 – Pessoal ao serviço das empresas

O número médio de pessoas ao serviço das empresas do Grupo, incluídas no perímetro da consolidação pelo método integral, durante os exercícios de 2005 e 2006, foi de 590 e 793, respectivamente, ascendendo a 796 em 31 de Dezembro de 2006.

A sua distribuição pelas empresas consolidadas é a seguinte:

	2006	2005
Empresas do sector da electricidade	605	590
Empresas do sector do gás	188	
Total	793	590

III – INFORMAÇÕES RELATIVAS AOS PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

14 – Alterações no perímetro de consolidação

Conforme referido na nota introdutória, foram constituídas, em 2006, a REN – Gasodutos, S.A., a REN – Armazenagem, S.A., e a REN – Serviços de Rede, S.A.

No valor dos activos referentes às infra-estruturas do transporte do gás encontram-se as participações nos Gasodutos Braga-Tuy e Campo Maior-Leiria-Braga.

Foi ainda adquirida a totalidade do capital social da SGNL – Sociedade Portuguesa de GNL, S.A., sendo alterada a denominação social para REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.

Estas empresas foram consolidadas pelo método integral. Os activos e passivos adquiridos são descritos no mapa abaixo:

(mil euros)

Denominação social	REN Gasodutos	REN Armazenagem	REN ATLÂNTICO	Gasoduto Braga-Tuy	Gasoduto C.Maior-Leiria-Braga	Total
Activos intangíveis	911					97 844
Activos tangíveis	657 216	106 984	226 561	15 867	81 066	990 761
Investimentos financeiros						
Impostos diferidos activos			2	196	1 232	1 430
Existências	1 670					1 670
Outras dívidas de terceiros			10 655	634	2 174	13 463
Acréscimos de proveitos			77	311	1 696	2 084
Custos diferidos				6	9	15
Provisões para riscos e encargos			-8			-8
Impostos diferidos passivos						0
Subsídios ao investimento		-30 598	-79 054			-109 652
Outras dívidas a terceiros	-324 219		-154 331	-11 493	-9 321	-499 364
Acréscimos de custos			-3 744	-539	-2 694	-6 977
Interesses minoritários				-3 244	-4 280	-7 524
Valor líquido	335 578	76 386	158	1 738	69 882	483 742
Valor líquido pago	404 931	76 386	11 644			492 961
Caixa e equivalentes			36 167	1 638	7 543	45 348
Património líquido adquirido	-69 353	0	24 681	3 376	77 425	36 129

O valor de aquisição dos activos foi estabelecido com base no valor contabilístico a 31-12-2005, tendo ficado acordada no contrato de aquisição uma avaliação posterior dos mesmos, procedendo-se então a um eventual ajustamento do preço de aquisição. Para o efeito aguarda-se o estabelecimento das tarifas do gás pela entidade reguladora.

18 – Critérios de contabilização das participações

A REN adopta a seguinte política contabilística para registar nas suas demonstrações financeiras os investimentos financeiros em empresas associadas são registados pelo método da equivalência patrimonial.

Em conformidade com este método, as participações são inicialmente registadas ao custo de aquisição, o qual é acrescido ou reduzido, anualmente, pela diferença para o valor proporcional à participação no capital próprio dessas empresas. Os dividendos recebidos dessas empresas são registados como uma diminuição do valor dos investimentos financeiros.

IV – INFORMAÇÕES RELATIVAS A COMPROMISSOS

21 – Compromissos financeiros e responsabilidades contingentes

a) Compromissos financeiros por contratos de investimento

Os compromissos financeiros assumidos pelo Grupo, não incluídos no balanço em 31 de Dezembro de 2006, ascendem a 124 380 mil euros, respeitando a encomendas não satisfeitas das seguintes imobilizações corpóreas:

- | | |
|---------------|------------------|
| • Subestações | 97 381 mil euros |
| • Linhas | 26 999 mil euros |

b) Pensões de reforma, seguro de vida e assistência médica

No sector de electricidade, a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. concede complementos de pensões de reforma e sobrevivência e assegura aos seus reformados e pensionistas, em condições similares aos trabalhadores no activo, um plano de assistência médica.

Para cobertura dos complementos de pensões, a REN contribui para um Fundo de Pensões Autónomo, mantido

conjuntamente com o Grupo EDP, para o qual são transferidas a totalidade das responsabilidades e as dotações necessárias para cobrir os respectivos encargos que se forem vencendo em cada um dos exercícios.

As responsabilidades referentes à assistência médica não se encontram fundeadas, estando cobertas por provisão específica.

Ambos os planos são contabilizados de acordo com as normas do IAS 19, reconhecendo-se as perdas e ganhos actuariais pelo método do corredor.

Os trabalhadores que satisfaçam determinadas condições de idade e antiguidade predefinidas e que optem por passar à situação de reforma antecipada, assim como aqueles que acordem com a Empresa a passagem à pré-reforma, são igualmente incluídos nos planos.

As responsabilidades e os correspondentes custos anuais são determinados através de cálculos actuariais anuais, sendo utilizado o método de crédito da unidade projectada, por actuário independente, baseados em pressupostos que reflectem as condições demográficas da população coberta pelo plano e as condições económicas e financeiras prevalecentes no momento dos cálculos.

No sector do gás, os funcionários estão cobertos por um seguro de vida cujos encargos, suportados pelas empresas (REN ATLÁNTICO, S.A. e REN – Gasodutos, S.A.), são reconhecidos como custos durante o período em que os empregados que auferem estes benefícios de reforma prestem serviço nas empresas.

As responsabilidades inerentes a estes benefícios estão cobertas por provisão específica.

A contabilização dos custos resultantes do seguro de vida é feita de acordo com o IAS n.º 19.

No exercício foram reconhecidos os seguintes custos operacionais:

- | | |
|---------------------|-----------------|
| • Pensões | 1 798 mil euros |
| • Actos médicos | 1 500 mil euros |
| • Outros benefícios | 252 mil euros |
| • Seguro de vida | 42 mil euros |

i) Benefícios de reforma

As tabelas seguintes decompõem as variações ocorridas nas responsabilidades e nos activos do Fundo de Pensões:

Variação das responsabilidades

Descrição	2006	2005
Responsabilidade no início do período	48 794	47 667
Custo de serviço e juro	2 542	2 622
(Ganhos)/Perdas actuariais	254	3 415
Benefícios pagos	(4 673)	(4 910)
Responsabilidades no fim do período	46 917	48 794

Variação nos activos do Fundo

Descrição	2006	2005
Justo valor dos activos no início do período	35 415	32 805
Retorno dos activos	2 656	2 055
Ganhos/(Perdas) actuariais	3 310	(295)
Benefícios pagos	(1 477)	(1 459)
Contribuições da REN	1 802	2 309
Justo valor dos activos no fim do período	41 707	35 415

Insuficiência na cobertura do Fundo

Descrição	2006	2005
No início do período	13 379	14 862
No final do período	5 210	13 379

Perdas actuariais e custo de serviços passados não reconhecidos

Descrição	2006	2005
No início do período	37 977	36 009
Amortização	(1 913)	(1 742)
(Ganhos)/Perdas – responsabilidades	254	3 415
Ganhos/(Perdas) dos activos	(3 310)	295
No fim do período	33 008	37 977

Valores reconhecidos no Activo

Descrição	2006	2005
No início do período	24 598	21 147
No fim do período	27 798	24 598

ii) Cuidados médicos

As tabelas seguintes decompõem as variações ocorridas nas responsabilidades com os cuidados médicos:

Variação das responsabilidades

Descrição	2006	2005
Responsabilidades no início do período	23 599	32 547
Custo de serviço e juro	1 445	2 083
Benefícios pagos	(645)	(664)
Mútua	100	109
Subsídio de funeral		(6 779)
(Ganhos)/Perdas actuariais	1 521	(3 699)
Responsabilidades no fim do período	22 978	23 599

Perdas actuariais não reconhecidas

Descrição	2006	2005
No início do período	10 741	15 200
Amortização	(599)	(760)
(Ganhos)/perdas – responsabilidades	(1 521)	(3 699)
No fim do período	8 621	10 741

Responsabilidades registadas nas contas (Passivo)

Descrição	2006	2005
No início do período	12 858	17 347
No fim do período	14 357	12 858

iii) Outros benefícios

Variação das responsabilidades

Descrição	2006	2005
Responsabilidades no início do período	9 376	
Custo de serviço e juro	585	
Benefícios pagos	(333)	
(Ganhos)/Perdas actuariais	(478)	
Responsabilidades no fim do período	9 150	9 376

Perdas actuariais não reconhecidas

Descrição	2006	2005
No início do período		
Amortização		
(Ganhos)/perdas – responsabilidades	(478)	
No fim do período	(478)	

Responsabilidades registadas nas contas (Passivo)

Descrição	2006	2005
No início do período	9 376	
No fim do período	9 628	9 376

Principais pressupostos utilizados nos estudos actuariais reportados a 31 de Dezembro de 2005 e 2006

	2006	2005
Taxa anual de desconto	4,50%	4,25%
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada	10,00%	10,00%
Taxa anual de crescimento dos salários	3,30%	3,30%
Taxa anual de crescimento das pensões	2,25%	2,25%
Taxa anual de crescimento das pensões da Segurança Social	2,00%	2,00%
Taxa de inflação	2,00%	2,00%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde (durante 6 anos)	4,50%	4,50%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde (após o período de 6 anos)	4,00%	4,00%
Despesas de gestão (por funcionário/ano)	€ 233	€ 220
Taxa de crescimento das despesas de gestão até 2007	4,50%	4,50%
Taxa de crescimento das despesas de gestão após 2007	2,70%	2,70%
Taxa de rendimento	5,37%	7,5%
Tábua de mortalidade	TV 88/90	TV 88/90

iiii) Seguros de vida

Refere-se abaixo a situação a 31 de Dezembro de 2006 resultante do estudo actuarial efectuado:

Responsabilidades totais	61
Coberturas	
por provisões	50
(Ganhos) e perdas não reconhecidos	11
	61

Pressupostos actuariais e financeiros

Data de referência	31-12-2006
Tábua de mortalidade	TV 88/90
Tábua de invalidez	EVK (50% de incidência)
Taxa de desconto	4,60%
Taxa de crescimento de prémios	0,0% Ano
Taxa de crescimento de salários	3% Ano
Idade limite	70 Anos
Prémios	
Apólice antiga	0,3232
Apólice nova	0,2858
Número de meses de cobertura	
Apólice antiga	28
Apólice nova	70

c) Responsabilidades contingentes

Existiam, à data de 31-12-2006, processos judiciais e reclamações em curso que ascendiam ao montante global de 28 439 mil euros. Deste montante encontram-se provisionados 5 061 mil euros.

22 – Garantias prestadas

Em 31 de Dezembro de 2006 as responsabilidades do Grupo por garantias prestadas ascendiam a 509 030 mil euros, das quais as mais significativas são:

- REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.
 - Direcção-Geral de Geologia e Energia – Cumprimento das obrigações “concessão das actividades do transporte e armazenamento do gás” – 20 000 mil euros;
 - OMEL – Para operações no mercado eléctrico espanhol de electricidade – 30 000 mil euros;
 - MEFF – Para operações no mercado eléctrico espanhol de electricidade – 5 000 mil euros;
 - Câmara Municipal do Seixal – Garantia nos processos n.º 7873/2006 e 7884/2006 – 3 853 mil euros;
 - Cauções em vários tribunais por expropriação de parcelas de terrenos – 2 996 mil euros;
- REN ATLÂNTICO, S.A.
 - Garantia a favor do Banco Europeu de Investimento – 134 200 mil euros;
- REN – Gasodutos, S.A.
 - Garantias a favor do Banco Europeu de Investimento – 309 254 mil euros;
- Gasoduto Braga-Tuy, S.A.
 - Caução nos Serviços de Finanças de Loures – 418 mil euros;
- Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A.
 - Caução nos Serviços de Finanças de Lisboa – 1 277 mil euros;
 - Caução nos serviços de Finanças de Loures – 887 mil euros.

V – INFORMAÇÕES RELATIVAS A POLÍTICAS CONTABILÍSTICAS

23 – Critérios contabilísticos e valorimétricos

Bases de apresentação

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações, a partir dos livros e registos contabilísticos das empresas incluídas na consolidação (Nota 1), mantidos de acordo com princípios de contabilidade geralmente aceites em Portugal, e de acordo com as normas de consolidação definidas no Plano Oficial de Contabilidade.

Princípios de consolidação

A consolidação das empresas filiais (Nota 1) efectuou-se pelo método integral. As transacções e saldos significativos entre as empresas foram eliminados no processo de consolidação. O valor correspondente à participação de terceiros nas empresas filiais é apresentado no passivo na rubrica de interesses minoritários.

Principais critérios valorimétricos

Os principais critérios valorimétricos utilizados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas foram os seguintes:

a) Imobilizações incorpóreas

As imobilizações incorpóreas incluem nas diferentes rubricas de despesas de instalação, de investigação e desenvolvimento, de propriedade industrial e outros direitos, essencialmente:

- Despesas incorridas com estudos e projectos de desenvolvimento informático e despesas de instalação e organização, as quais são amortizadas durante um período variável entre 3 a 6 anos;
- Despesas relacionadas com o direito de transporte de GNL que estão a ser amortizadas no prazo que decorre desde a entrada em exploração até ao final do período de concessão (até ao ano 2028);
- Direitos de utilização de espaços de estacionamento, por 50 anos, na Fábrica Igreja Paroquial S. Joana Princesa.

As despesas com investigação e desenvolvimento correntes são registadas como custo quando incorridas.

b) Imobilizações corpóreas

As imobilizações corpóreas encontram-se registadas ao custo de aquisição ou de construção, líquidos das amortizações acumuladas. O custo de aquisição/construção inclui o preço da factura, despesas de transporte e montagem, encargos financeiros relativos aos empréstimos bancários, suportados durante o período de construção, e os custos indirectos que lhe sejam atribuíveis durante o período da construção.

As amortizações são calculadas sobre o valor de custo, pelo método das quotas constantes, sendo mensuralizadas desde a data de entrada em funcionamento dos bens, utilizando entre as taxas permitidas, pela legislação fiscal em vigor, as que possibilitam a reintegração do imobilizado durante a sua vida útil estimada, tendo em conta, nos casos em que tal é aplicável, o período da concessão.

As amortizações praticadas são consistentes com a vida útil estabelecida para cada grupo de bens e pode resumir-se como segue:

	Vida útil (anos)
Terrenos e recursos naturais (servidões)	45
Edifícios e outras construções	8-50
Equipamento básico	
Terrenos produção hidroeléctrica	60
Terrenos produção termoeléctrica	25-30
Transporte de electricidade	30
Outro equipamento básico	5-10
Equipamento básico (específico do gás)	10-50
Equipamento de transporte	5
Ferramentas e utensílios	4-10
Equipamento administrativo	3-10
Outras imobilizações corpóreas	10-20

Os encargos com reparações e manutenção de natureza corrente são registados como custos no exercício em que são incorridos.

As despesas relacionadas com grandes reparações e benfeitorias são consideradas como custos diferidos e transferidas para resultados durante um período máximo de 6 anos.

c) Locação financeira

Os activos imobilizados adquiridos mediante contratos de locação financeira, bem como as correspondentes

responsabilidades, são contabilizados pelo método financeiro. De acordo com este método, o custo do bem é registado no imobilizado corpóreo, a correspondente responsabilidade registada no passivo e os juros incluídos no valor das rendas e a amortização do activo, calculada conforme descrito na nota 23b), são registados como custos na demonstração de resultados do exercício a que respeitam.

d) Investimentos financeiros

O grupo segue a política contabilística de registar os seus investimentos financeiros em empresas associadas como se indica na Nota 18. Os restantes investimentos financeiros são relevados ao custo de aquisição, deduzido da provisão para perdas estimadas na sua realização.

e) Existências

As existências encontram-se valorizadas ao custo de aquisição, que inclui o preço de factura, despesas de transporte e seguro, utilizando-se o custo médio ponderado como método do custeio das saídas.

f) Especialização de exercícios

O Grupo regista as suas receitas e despesas de acordo com o princípio da especialização de exercícios, pelo qual as receitas e as despesas são reconhecidas à medida em que são geradas, independentemente do momento em que são recebidas ou pagas. As diferenças entre os montantes recebidos e pagos e as correspondentes receitas e despesas geradas são registadas nas rubricas de acréscimos e diferimentos.

g) Subsídios atribuídos para o financiamento de imobilizações corpóreas

Os subsídios atribuídos ao Grupo a fundo perdido, para financiamento de imobilizações corpóreas, são registados no passivo, como proveitos diferidos, na rubrica de acréscimos e diferimentos, e reconhecidos na demonstração de resultados consolidados proporcionalmente às amortizações respectivas das imobilizações subsidiadas.

h) Benefícios sociais a trabalhadores

Os custos relativos aos planos de complemento de pensões de reforma e assistência médica aos reformados (na REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.) e os referentes

a seguros de vida (nas REN ATLÂNTICO, S.A. e REN – Gasodutos, S.A.) são contabilizados de acordo com o disposto no IAS 19, sendo que os ganhos e perdas actuariais são reconhecidos utilizando o método do corredor, derogando assim o disposto na Directriz Contabilística 19.

i) Saldos e transacções expressos em moeda diferente do euro

São actualizados no contra valor em euros às taxas de câmbio em vigor no final do exercício. As diferenças de câmbio ocorridas no exercício, realizadas ou estimadas, são registadas como ganhos ou perdas financeiras.

j) Férias e subsídios de férias

É registado em Acréscimos e Diferimentos – Acréscimos de custos, o montante de encargos com férias e subsídios de férias já vencidos, mas cujo pagamento só é devido no exercício seguinte.

k) Venda de electricidade – Regulação

As tarifas e preços para a energia eléctrica obedecem aos princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, nos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento Tarifário.

As tarifas e preços aplicados em 2006 foram objecto do Despacho n.º 25 901-A/2005 (2.ª série) do Conselho de Administração da ERSE, publicado no suplemento do Diário da República, de 15 de Dezembro de 2005.

A actividade da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. enquadra-se no âmbito das actividades reguladas, cujas tarifas e preços são determinados de modo a permitirem a recuperação dos custos necessários para providenciarem os serviços regulados e a remuneração dos capitais aplicados.

A regularização, em tarifas futuras, dos ajustamentos provenientes de eventuais excessos ou insuficiências da referida recuperação (desvios tarifários), torna

necessária a criação de métodos que permitam registar a periodificação daqueles excessos ou insuficiências.

Nesse sentido, os excessos ou insuficiências apurados no exercício, relativamente aos valores aprovados pela ERSE, encontram-se escriturados em “Acréscimos e Diferimentos”.

A REN, no âmbito da aplicação do critério contabilístico dos desvios tarifários, vem considerando, desde o exercício de 1999, que todos os terrenos afectos aos centros electroprodutores têm remuneração concomitante com o rendimento que os mesmos capitais teriam em outra aplicação financeira.

O Decreto-Lei n.º 198/2003, de 2 de Setembro, veio consagrar as regras que permitem à REN vender ou arrendar aos actuais produtores do Serviço Eléctrico Nacional os terrenos que integram os sítios onde se encontram instalados os centros produtores, desde que não integrem o domínio público hídrico. Os terrenos que integram o domínio público hídrico mantêm-se na posse da REN, sendo-lhe garantida uma remuneração anual.

A Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro, estabeleceu os métodos e os critérios de fixação do valor de aquisição ou de arrendamento dos referidos terrenos que não integram o domínio público hídrico, assim como da remuneração anual dos que integram aquele domínio, estabelecendo que “para efeitos de compensação do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003 a remuneração anual deve ser calculada à taxa de 6,5 pontos percentuais”.

O Decreto-Lei n.º 153/2004, de 30 de Junho, que estabelece a forma de titulação da propriedade e da posse dos terrenos correspondentes ao sítio dos centros electroprodutores hidro e termoeléctricos, regulamenta (artigo 4.º) a “imputação dos preços de aquisição dos terrenos”, reconhecendo a compensação do valor dos desvios tarifários verificados entre 1999 e o ano da venda dos mesmos e reitera o direito à remuneração relativamente aos terrenos do domínio público hídrico.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, estabeleceu as bases gerais da organização

e funcionamento do SEN, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade e determinou o fim da limitação legal máxima de crescimento do tarifário para os consumidores em baixa tensão igual à taxa de inflação prevista.

A limitação legal atrás citada originou um défice tarifário a recuperar em anos futuros.

O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, veio definir as regras aplicáveis à recuperação do défice tarifário e, também, regular o regime aplicável aos ajustamentos tarifários apurados em cada ano. Este Decreto-Lei permite ainda a transmissibilidade a terceiros do direito ao recebimento do défice tarifário e dos ajustamentos tarifários.

l) Prestações de serviços no sector do gás

Os serviços prestados pelas empresas do sector do gás estão cobertos pelos seguintes contratos celebrados com a Transgás:

- REN – Gasodutos, S.A., um contrato de acesso ao sistema de transporte de gás natural em alta pressão e gestão técnica global do SNGN;
- REN ATLÂNTICO, S.A., um contrato de prestação de serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL;
- REN – Armazenagem, S.A., um contrato de acesso ao armazenamento subterrâneo.

Estes contratos têm validade até à data de entrada em vigor do novo regime regulatório.

m) Encargos financeiros

Na actividade do transporte de electricidade, os encargos financeiros são repartidos entre os que são considerados como resultantes dos empréstimos contraídos para financiamento do imobilizado em curso, calculados pela aplicação de uma taxa de juro média sobre o valor médio dos investimentos em curso, e os considerados como resultantes de outros empréstimos. Os primeiros são imputados a imobilizações em curso, sendo os outros contabilizados em resultados do exercício.

Os encargos financeiros incluídos nas imobilizações corpóreas são amortizados de acordo com o período de vida útil dos bens respectivos.

n) Encargos de estrutura

Na actividade do transporte de electricidade, os encargos gerais de estrutura da Empresa são repartidos entre o investimento e a exploração em função de determinadas proporções preestabelecidas, sendo a parte referente ao investimento posteriormente imputada aos diversos empreendimentos em curso.

Os encargos de estrutura incluídos nas imobilizações corpóreas são amortizados de acordo com o período de vida útil dos bens respectivos.

o) Imposto sobre o rendimento

Os montantes a liquidar de imposto sobre o rendimento do exercício são determinados com base no resultado líquido, ajustado em conformidade com a legislação fiscal. São reconhecidos os efeitos das diferenças temporais subjacentes aos activos e passivos relevados no balanço, no cômputo do encargo global de imposto sobre o rendimento do exercício.

Os activos e passivos por impostos diferidos são calculados e anualmente avaliados, utilizando as taxas de tributação que se espera que estarão em vigor à data da reversão das diferenças temporárias.

24 – Câmbios utilizados

As cotações cambiais utilizadas para conversão dos saldos a receber e a pagar em moeda estrangeira, existentes à data do Balanço, são originárias do Banco de Portugal e datadas de 29-12-2006. Destacam-se, no mapa a seguir, as cotações respeitantes às moedas utilizadas em transacções da REN durante o ano de 2006.

USD	1,3170
CHF	1,60690
GBP	0,6715
SEK	9,0404
NOK	8,2380
DKK	7,4560

VI – INFORMAÇÕES RELATIVAS A DETERMINADAS RUBRICAS

25 – Despesas de instalação, de investigação e desenvolvimento e de propriedade industrial e outros direitos

No quadro seguinte detalha-se este tipo de despesas, apresentando-se os respectivos saldos em 31 de Dezembro de 2006.

	Valor Bruto	Amortizações acumuladas	Valor Líquido
Despesas de instalação			
Custos da instalação inicial	63	-52	11
Sistemas de informação	65	-65	
Sistema de segurança	35	-7	28
	163	-124	39
Despesas de investigação e desenvolvimento			
Desenvolvimento de programas	30	-2	28
	30	-2	28
Propriedade industrial e outros direitos			
Direito de Transporte de GNL	142 106	-46 271	95 835
Direito de superfície-parqueamento	87	-9	78
	142 193	-46 280	95 913
Total	142 386	-46 406	95 980

As despesas com o direito de transporte de GNL, pertença das empresas Gasoduto Braga-Tuy e Campo Maior-Leiria-Braga, são amortizadas até ao ano de 2028 à taxa de 3,23%.

No exercício de 2002, a amortização dos direitos de transporte adquiridos à Transgás – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A. foi alterada de 23 anos, que correspondia ao período de duração do contrato de transporte (até 2020) para 31 anos (até 2028), correspondendo este último período à duração do contrato de cessão da capacidade de transporte. A base da alteração foi a perspectiva de fornecimento de gás natural para além do contrato antes existente.

27 – Movimentos no activo immobilizado

Os movimentos ocorridos nas rubricas de immobilizado incorpóreo, corpóreo e investimentos financeiros, assim como nas correspondentes amortizações, estão apresentadas nos quadros seguintes.

Activo bruto	Saldo Inicial	Inclusão das empresas do gás no perímetro da consolidação	Aumentos	Alienações e abates	Transferências e regularizações	Saldo final
Imobilizações incorpóreas						
Despesas de instalação	63	122	3		-25	163
Despesas de investigação e desenvolvimento		36	1		-7	30
Propriedade industrial e outros direitos	87	142 106				142 193
Imobilizações em curso		753			-753	
	150	143 017	4	0	-785	142 386
Imobilizações corpóreas						
Terrenos e recursos naturais	1 921	50 922	1 766		954	55 563
Edifícios e outras construções	50 970	34 930	3 128		-317	88 711
Equipamento básico	3 093 649	935 121	34 662	-3 970	212 459	4 271 921
Equipamento de transporte	4 136	123	698	-570	-19	4 368
Ferramentas e utensílios	2 188	268	98		-1	2 553
Equipamento administrativo	22 173	858	1 402	-583	-4	23 846
Outras imobilizações corpóreas	570	131	36		-1	736
Imobilizações em curso	119 460	7 483	230 299		-212 286	144 956
	3 295 067	1 029 836	272 089	-5 123	785	4 592 654
Investimentos financeiros						
Partes de capital em empresas associadas	420 902			-420 902		
Partes de capital em outras empresas participadas	1 033					1 033
	421 935			-420 902		1 033
Total	3 717 152	1 172 853	272 093	-426 025	0	4 736 073

Amortizações acumuladas e ajustamentos	Saldo Inicial	Inclusão das empresas do gás no perímetro da consolidação	Reforço	Alienações e abates	Reversões	Transferências e regularizações	Saldo final
Imobilizações incorpóreas							
Despesas de instalação	46		78				124
Despesas de investigação e desenvolvimento			2				2
Propriedade industrial e outros direitos	8	45 173	1 158		-59		46 280
	54	45 173	1 238		-59		46 406
Imobilizações corpóreas							
Terrenos e recursos naturais			318				318
Edifícios e outras construções	21 545	765	3 349				25 659
Equipamento básico	1 646 629	37 664	93 989	-3 059			1 775 223
Equipamento de transporte	2 407	77	602	-498			2 588
Ferramentas e utensílios	1 673	101	236				2 010
Equipamento administrativo	14 566	435	2 351	-573			16 779
Outras imobilizações corpóreas	3	33	40			1	77
	1 686 823	39 075	100 885	-4 130		1	1 822 654
Total	1 686 877	84 248	102 123	-4 130	-59	1	1 869 060

Os aumentos do activo bruto verificados nas rubricas de imobilizações corpóreas e incorpóreas, no montante de 272 093 mil euros, respeitam essencialmente a:

a) **Imobilizações em curso:**

- Construção e remodelação de subestações eléctricas – 118 776 mil euros;
- Construção e remodelação de linhas – 103 708 mil euros;
- Telecomunicações de Segurança – montagem da rede dados industriais e renovação de equipamentos de comutação e transmissão – 5 649 mil euros.

b) **Imobilizado fixo:**

- Ao aumento dos activos do gás por incorporação dos custos de aquisição (imposto de selo e IMIT) – 25 866 mil euros;
- Entregas, em espécie, de ramais de linhas construídos por produtores em regime especial (12 254 mil euros) e entrega pela ONI Telecom do edifício de Ermesinde (1 318 mil euros).

No decurso do exercício foram abatidos bens no valor de 5 123 mil euros, os quais se encontravam, em parte, totalmente amortizados. Destes, há a destacar o abate das linhas Zêzere-Sacavém 1 e 2 cujo valor bruto era de 3 277 mil euros. Foi também abatida a participação no capital da GALP – Energia, SGPS, S.A., no valor de 420 902 mil euros, por venda da mesma.

A repartição das imobilizações em curso em 31 de Dezembro de 2006, por sector de actividade, era a que se segue:

Imobilizado em curso	Valor
Sector da electricidade	
Subestações	94 829
Linhas	33 067
Telecomunicações de segurança	6 527
Gestor do sistema	69
Sistemas de informação	1 493
	135 985
Sector do gás	
Transporte do gás	1 175
Armazenagem	7 796
	8 971
Total	144 956

28 – Capitalização dos custos financeiros

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2006 o Grupo procedeu à capitalização, na rubrica de imobilizações

em curso, de encargos financeiros no montante de 4 607 mil euros.

34 – Empréstimos

Em 31 de Dezembro de 2006 o detalhe dos empréstimos era como segue:

Origem do empréstimo	2006		2005	
	Curto prazo	Médio e longo prazo	Curto prazo	Médio e longo prazo
Empréstimos bancários				
Empréstimos internos	1 134 600	288 975	694 000	417 000
Empréstimos externos	34 916	396 338	46 667	186 667
Descobertos bancários	31 512		22 904	
Linhas de crédito				
	1 201 028	685 313	763 571	603 667

Os empréstimos de curto prazo são compostos por programas de Papel Comercial referentes à REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., e facilidades de crédito junto de instituições financeiras por algumas das empresas do sector do gás.

O saldo dos empréstimos de médio e longo prazo é constituído por um programa de Papel Comercial subscrito pela REN, cujo contrato termina em 2009, e por empréstimos do BEI subscritos pelas empresas REN – Gasodutos, S.A. (274 338 mil euros) e REN ATLÂNTICO, S.A. (122 000 mil euros). Existe ainda um empréstimo na REN ATLÂNTICO, S.A. contratado no mercado interno de 29 475 mil euros.

Os reembolsos dos empréstimos do BEI previstos para 2007 encontram-se reclassificados para o curto prazo (34 916 mil euros).

Em 31 de Dezembro de 2006 os empréstimos bancários classificados no médio e longo prazo têm o seguinte plano de reembolso previsto:

	Internos	Externos
2008	949	38 958
2009	260 505	39 190
2010	1 067	39 436
2011 e seguintes	26 454	278 754
	288 975	396 338

Os empréstimos do BEI encontram-se caucionados por garantias reais prestadas por instituições bancárias nacionais e pelo Fundo Europeu de Investimento.

36 – Relato por segmentos

O Grupo REN exerce a sua actividade, essencialmente, num único mercado geográfico e em seis actividades distintas:

- Transporte de electricidade em muito alta tensão
- Operador do mercado de electricidade
- Telecomunicações
- Transporte de gás em alta pressão
- Armazenagem de gás
- Regaseificação

As rubricas de vendas e prestações de serviços, por cada uma das actividades, podem ser resumidas como segue:

Actividade do Grupo REN por segmentos de negócio – Exercício económico de 2006

€

	Transporte de electricidade	Transporte de gás	Armazenagem	Regaseificação	Telecomunicações	Operador do mercado de electricidade	Ajustamentos de consolidação	Grupo REN
Volume de negócios								
Vendas de electricidade	3 133 556	33						3 133 589
Outras vendas					64			64
Prestações de serviços	1 845	32 059	2 342	8 374	3 171	2 811	-8 954	41 648
	3 135 401	32 092	2 342	8 374	3 235	2 811	-8 954	3 175 301
Custo das vendas e das prestações de serviços								
	-2 794 172	-48			-50			-2 794 270
Margem bruta	341 229	32 044	2 342	8 374	3 185	2 811	-8 954	381 031
Custos operacionais								
Fornecimentos e serviços externos	-28 925	-9 456	-261	-1 093	-2 957	-747	10 288	-33 151
Custos com o pessoal	-32 325	-3 173		-297		-1 249		-37 044
	-61 250	-12 629	-261	-1 390	-2 957	-1 996	10 288	-70 195
Outros proveitos/(outros custos)								
Trabalhos para a própria empresa	15 525							15 525
Outros proveitos/(custos)	-54 759	-377	-31	-30	-8	-27	-1 140	-56 372
	-39 234	-377	-31	-30	-8	-27	-1 140	-40 847
Resultados operacionais brutos	240 745	19 038	2 050	6 954	220	788	194	269 989
Amortizações do exercício	-88 644	-8 526	-844	-3 535	-10	-564		-102 123
Provisões do exercício	-44 335	-40						-44 375
Resultados operacionais	107 766	10 472	1 206	3 419	210	224	194	123 491
Ganhos/(perdas) financeiros	8 133	-891	-6	-2 018		76	-10 625	-5 331
Ganhos/(perdas) extraordinários	523 489	1	270	1 270		-60		524 97
Resultados antes de imposto	639 388	9 582	1 470	2 671	210	240	-10 431	643 130
Imposto sobre os lucros	-89 337	-1 989	-404	-723	-58	-64		-92 575
Interesses minoritários		-495				-9		-504
Resultado líquido	550 051	7 098	1 066	1 948	152	167	-10 431	550 051
Outras informações								
Imobilizado corpóreo	1 761 451	672 742	110 545	223 821	61	1 380		2 770 000
Imobilizado incorpóreo	77	95 892				11		95 980
Investimento em associadas						1 033		1 033
Activo segmental	3 343 039	899 750	116 526	273 169	5 976	8 288	-677 569	3 969 179
Capitais próprios	1 031 074	454 809	77 452	19 991	641	7 614	-560 507	1 031 074
Passivo segmental	2 311 915	444 941	39 074	253 228	5 335	674	-125 577	2 929 590



Actividade do Grupo REN por segmentos de negócio – Exercício económico de 2005

€

	Transporte de electricidade	Telecomunicações	Operador do mercado de electricidade	Ajustamentos de consolidação	Grupo REN
Volume de negócios					
Vendas de electricidade	2 880 615				2 880 615
Outras vendas		126			126
Prestações de serviços	6 442	3 493	2 667	-2 292	10 310
	2 887 057	3 619	2 667	-2 292	2 891 051
Custo das vendas e das prestações de serviços	-2 733 420	-137			-2 733 557
Margem bruta	153 637	3 482	2 667	-2 292	157 494
Custos operacionais					
Fornecimentos e serviços externos	-27 614	-3 115	-833	2 291	-29 271
Custos com o pessoal	-31 246		-1 050		-32 296
	-58 860	-3 115	-1 883	2 291	-61 567
Outros proveitos/(outros custos)					
Trabalhos para a própria empresa	12 349				12 349
Outros proveitos/(custos)	121 425	-8	-11		121 406
	133 774	-8	-11		133 755
Resultados operacionais brutos	228 551	359	773		229 682
Amortizações do exercício	-82 889	-2	-486		-83 377
Provisões do exercício	-14 703				-14 703
Resultados operacionais	130 959	357	287		131 603
Ganhos/(perdas) financeiros	-563	6	91	-456	-922
Ganhos/(perdas) extraordinários	10 094	-1	-92		10 001
Resultados antes de imposto	140 490	362	286	-456	140 682
Imposto sobre os lucros	-29 832	-99	-79		-30 010
Interesses minoritários		14			14
Resultado líquido	110 658	249	207	-456	110 658
Outras informações					
Imobilizado corpóreo	1 606 333		1 913		1 608 246
Imobilizado incorpóreo	79		17		96
Investimento em associadas	420 902		1 033		421 935
Activo segmental	2 974 811	3 029	13 645	-13 768	2 977 717
Capitais próprios	924 692	419	7 439	-7 859	924 691
Passivo segmental	2 050 119	2 611	6 206	-6 397	2 052 539

	2006	2005
Vendas		
Mercado interno	3 031 046	2 796 681
electricidade	3 030 949	2 796 555
mercadorias	97	126
Mercado externo	102 607	84 060
electricidade	102 607	84 060
Prestações de serviços		
Mercado interno	39 875	10 310
electricidade	314	4 479
telecomunicações	3 284	3 010
operação do mercado de electricidade	2 737	2 667
transporte do gás	22 723	
armazenagem	2 342	
regaseificação	8 364	
outros	111	154
Mercado externo	1 773	
transporte de gás	1 763	
outros	10	
Total	3 175 301	2 891 051

38 – Imposto sobre o rendimento

De acordo com a legislação em vigor, as declarações fiscais estão sujeitas a revisão e correcção por parte das autoridades fiscais durante um período de quatro anos. O último ano considerado como liquidado definitivamente pela Administração Fiscal reporta-se a 2003.

A REN considera que eventuais correcções resultantes de revisões fiscais das declarações do imposto apresentadas em 2004 e 2005 não terão um efeito significativo nas demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2006.

O montante de 92 575 mil euros registado, no exercício de 2006, na rubrica de "Imposto sobre o rendimento", compreende:

	2006	2005
Imposto corrente	55 915	298
Imposto diferido	36 660	29 712
Imposto do exercício	92 575	30 010



O imposto sobre o rendimento contabilizado como custo do exercício encontra-se corrigido pelo efeito da contabilização dos impostos diferidos, de acordo com a Directriz contabilística n.º 28.

Em 31 de Dezembro de 2006 existiam diferenças temporárias que deram origem a impostos diferidos activos e passivos registado pelo Grupo como segue:

Origem	REN Rede Eléctrica	OMIP	REN Gasodutos	REN ATLÂNTICO	Gasoduto Braga-Tuy	Gasoduto CM-L-Braga	Total
Impostos diferidos activos							
Provisões para actos médicos	3 805						3 805
Provisão para processos judiciais em curso	1 341						1 341
Provisão para outros benefícios	2 551						2 551
Outras provisões	5 388						5 388
Prejuízo fiscal em 2006		8					8
Provisão para seguros de vida e cuidados de saúde			11	2			13
Por alteração da taxa de amortização dos direitos de transporte de gás natural					184	1 174	1 358
	13 085	8	11	2	184	1 174	14 464
Impostos diferidos passivos							
Desvio a recuperar em 2008		38					38
Diferença tarifária	172 316						172 316
Plano de pensões	7 366						7 366
Reavaliações de imobilizado	37 189						37 189
	216 871	38	0	0	0	0	216 909

39 – Remuneração dos membros dos órgãos sociais

As remunerações atribuídas aos membros dos Órgãos Sociais foram as seguintes:

	2006	2005
Conselho de Administração	1 864	1 925
Mesa da Assembleia-Geral	1	2
Total	1 865	1 927

41 – Reavaliação de imobilizações corpóreas

As imobilizações corpóreas do sector da electricidade foram reavaliadas pela EDP ao abrigo dos seguintes diplomas legais:

Decreto-Lei n.º 430/78	Decreto-Lei n.º 111/88
Decreto-Lei n.º 399-G/81	Decreto-Lei n.º 7/91
Decreto-Lei n.º 219/82	Decreto-Lei n.º 49/91
Decreto-Lei n.º 171/85	Decreto-Lei n.º 264/92
Decreto-Lei n.º 118-B/86	

Em consequência da cisão da EDP – e da criação da REN – e de forma a dar cumprimento aos

aspectos de carácter legal relacionados com a neutralidade fiscal subjacente àquele acto, estas reavaliações relevam para efeitos fiscais, nomeadamente no que se refere ao cálculo das reintegrações do exercício.



42 – Discriminação das reavaliações do imobilizado

O efeito das reavaliações de activos imobilizados líquidos de amortizações efectuadas pelas empresas incluídas na consolidação é:

Imobilizações	Custos históricos	Reavaliações	Valores contabilísticos reavaliados em 31-12-2006
Imobilizações corpóreas			
Terrenos e recursos naturais	53 941	1 304	55 245
Edifícios e outras construções	61 221	1 831	63 052
Equipamento básico	2 147 691	349 007	2 496 698
Equipamento de transporte	1 780		1 780
Ferramentas e utensílios	543		543
Equipamento administrativo	7 067		7 067
Outras imobilizações corpóreas	660		660
Total	2 272 903	352 142	2 625 045

44 – Demonstração consolidada dos resultados financeiros

Os resultados financeiros consolidados têm a seguinte composição:

Custos e perdas	2006	2005	Proveitos e ganhos	2006	2005
Juros suportados	45 599	30 489	Juros obtidos	541	150
Diferenças de câmbio desfavoráveis	2	8	Rendimentos de imóveis	306	345
Outros custos e perdas financeiros	1 278	1 285	Rendimentos de partic.de capital	40 694	30 353
			Diferenças de câmbio favoráveis	2	9
			Descontos de pronto pagamento obtidos	5	2
			Outros proveitos e ganhos financeiros		1
			Resultados financeiros	5 331	922
	46 879	31 782		46 879	31 782

O valor inscrito na rubrica “rendimentos de participações de capital” respeita aos dividendos da participação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. no capital da GALP Energia, S.A. e na participação do OMIP, S.A. na OMEL – Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.

45 – Demonstração consolidada dos resultados extraordinários

Os resultados extraordinários consolidados, em 2006, têm a seguinte composição:

Custos e perdas	2006	2005	Proveitos e ganhos	2006	2005
Donativos	780	1 035	Ganhos em imobilizações	524 247	5
Dívidas incobráveis		53	Benefícios de penalidades contratuais	349	72
Perdas em existências			Reduções de provisões	4 534	6 670
Perdas em imobilizações	803	90	Correcções relativas a exercícios anteriores	2 371	2 997
Multas e penalidades	31	91	Outros proveitos e ganhos extraordinários	6 942	4 937
Aumento de amortizações		343			
Correcções relativas a exercícios anteriores	9 102	471			
Outros custos e perdas extraordinários	2 757	2 597			
Resultados extraordinários	524 970	10 001			
	538 443	14 681		538 443	14 681

A rubrica “outros custos e perdas extraordinários” inclui, designadamente, os custos relativos a insuficiência da estimativa de imposto (1 547 mil euros em 2006 e 272 mil euros em 2005), os custos com a desmontagem de linhas de muito alta tensão (869 mil euros em 2006 e 2 229 mil euros em 2005) e com o desmantelamento de centros electroprodutores – antiga central da Tapada do Outeiro – (212 mil euros em 2006 e 49 mil euros em 2005).

A rubrica “outros proveitos e ganhos extraordinários” inclui, designadamente, a amortização de subsídios ao investimento (6 179 mil euros em 2006 e 3780 mil euros em 2005), a venda de sucatas (550 mil euros em 2006 e 569 mil euros em 2005) e a venda de equipamentos provenientes do desmantelamento de centros electroprodutores (5 mil euros em 2006 e 588 mil euros em 2005).

Na rubrica “ganhos em imobilizações” inclui-se, em 2006, o valor de 523 893 mil euros correspondente à mais-valia contabilística da venda da participação no capital da GALP Energia, SGPS, S.A. à Amorim Energia, B.V.

Valor da venda das acções	944 795
Valor da participação (18,3%)	420 902
Mais-valia	523 893

46 – Movimentos de provisões

Os movimentos verificados nos saldos das rubricas de provisões, em 2006, resumem-se como segue:

	Saldo Inicial	Inclusão das empresas do gás no perímetro da consolidação	Aumentos	Reduções	Saldo Final
Provisão para processos judiciais em curso	3 147		1 914		5 061
Provisão para actos médicos	12 857		1 500		14 357
Provisão para outros benef. dos trabalhadores	9 376		252		9 628
Provisão para outros encargos	4 534		40 670	-4 534	40 670
Seguro de vida – REN – Gasodutos, S.A.			42		42
Seguro de vida – REN ATLÁNTICO, S.A.		8			8
Total	29 914	8	44 378	-4 534	69 766

O aumento das provisões resulta essencialmente:

- Da criação de provisão para cobertura do processo sobre dividendos da GALP, cuja decisão foi remetida para tribunal arbitral – 40 670 mil euros;
- Do reforço da provisão para cobertura de processos judiciais em curso – 1 914 mil euros;
- Dos aumentos verificados nas provisões para actos médicos, seguros de vida e outros benefícios dos

trabalhadores, determinados pelos estudos actuariais efectuados em 31 de Dezembro.

47 – Imobilizações corpóreas em regime de locação financeira

O grupo regista pelo método financeiro os contratos de locação financeira. Em 31 de Dezembro de 2006, o Grupo mantinha responsabilidades, como locatária, relativas a rendas não vencidas no montante de 2 128 mil euros, dos quais 1 239 mil euros têm vencimento a médio e longo prazo.

São os seguintes os bens utilizados no regime de locação financeira:

Equipamento	2006	2005
Equipamento de Transporte		
Valor bruto	2 756	2 277
Amortizações acumuladas	1 174	782
Equipamento Informático		
Valor bruto	1 389	1 389
Amortizações acumuladas	521	174
Valor líquido	2 450	2 710

VII – INFORMAÇÕES DIVERSAS

49 – Outras informações exigidas por diplomas legais

Remuneração do Conselho de Administração

Em cumprimento do disposto no n.º 9 da Resolução do

Conselho de Ministros n.º 155/2005, de 6 de Outubro, apresentam-se no quadro seguinte as remunerações individuais dos membros do Conselho de Administração:

	Plano complementar de remunerações	Subsídio de de reforma	Subsídio de alimentação	Despesas de representação	Unidade: euros
Presidente	272 658	45 443	2 238	8 529	
Vogais	172 205	28 701	2 238	8 529	

O Presidente e os Vogais têm direito à utilização de viatura da empresa, com um *plafond* de 75 mil euros e 65 mil euros, respectivamente, em relação à qual não beneficiam do direito de opção de compra, nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 121/2005.

O valor das despesas de representação é o montante máximo autorizado.

50 – Outras informações

a) Estado e outros entes públicos

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço:

	2006	2005
Saldo Devedor	25 013	51 149
IVA a receber	24 919	51 149
IRC a reembolsar	89	
Retenção na fonte – IRC	5	
Saldo Credor	57 300	1 200
IRC	48 018	279
Retenção de imposto sobre rendimentos	4 321	407
Contribuições para a Segurança Social	709	514
IVA a pagar	4 252	

b) Outros devedores e credores

A rubrica de “outros devedores e credores” inclui os seguintes saldos:



	2006		2005	
	Curto prazo	Médio e Longo prazo	Curto prazo	Médio e Longo prazo
Outros devedores				
Pessoal – valores a receber (abonos para deslocação e outros)	29		25	
Caução prestada à Sãvida		155		155
Consultores – adiantamento a advogado	1		1	
Adiantamento ao pessoal por conta das IOPS	1 177			
Tribunal judicial	45			
Devedores por bens e serviços – nacionais	10 234		8 939	
Devedores por bens e serviços – estrangeiros	32			
	11 518	155	8 965	155
Outros credores				
Cauções recebidas de terceiros		990		990
Sindicatos	6		6	
Credores por fornecimento de serviços	8 331		13 053	
	8 337	990	13 059	990

c) Acréscimos e diferimentos

Os saldos das rubricas expressas em “Acréscimos e Diferimentos” são descritos abaixo.

	2006	2005
Acréscimos de proveitos		
Vendas e prestações de serviços realizados e não facturados	10 051	6 239
Juros a receber	385	
Plano de pensões	27 797	24 598
Diferenças tarifárias	386 684	575 301
Défice tarifário	263 566	
Custos do OMIP e OMIClear a recuperar pela tarifa UGS	143	5 987
	688 626	612 125
Custos diferidos		
Impostos diferidos activos	14 464	39 188
Custos capitalizados relacionados com encargos anteriores à produção (gás)	17	
Encargos com rendas e seguros pagos antecipadamente	1 346	45
Custos plurianuais – Reparação e beneficiação de imobilizado	1 081	1 761
Juros e outros encargos de empréstimos	3 848	903
	20 756	41 897
Acréscimos de custos		
Férias e subsídio de férias	4 860	3 344
Juros vencidos e não liquidados	895	812
Compras e serviços prestados realizados e não facturados	43 552	91 304
Outros acréscimos de custos	392	
	49 699	95 460
Proveitos diferidos		
Subsídios ao investimento	218 445	94 276
Impostos diferidos passivos	216 909	206 449
Direitos de superfície – Terrenos da Central da Tapada do Outeiro	1 797	1 890
Benefício de potência térmica – Central da Tapada do Outeiro	3 616	4 115
Outros – diferença de aquisição da participação na REN ATLÁNTICO, S.A.	6 351	
Outros – diferença de aquisição da participação na Braga-Tuy e CMLB.	11 449	
Outros – facturação antecipada de trabalhos a realizar em 2007	171	
	458 738	306 730

Das rubricas constantes do quadro anterior, salientam-se, pela sua importância, as seguintes:

c1) Desvios tarifários

As diferenças tarifárias apuradas no exercício, relativamente aos valores considerados pela ERSE – Entidade Reguladora do Sector Energético no estabelecimento das tarifas, são recuperadas em exercícios subsequentes, sendo contabilizadas em acréscimos e diferimentos.

As diferenças respeitantes à actividade de aquisição de electricidade são recuperadas no ano seguinte ao

do seu apuramento, enquanto que as respeitantes às actividades do transporte de energia eléctrica e da gestão global do sistema são recuperadas no 2.º ano seguinte ao do seu apuramento, excepto no que se refere ao valor das remunerações dos terrenos de centros electroprodutores entre 1999 e 2003, que serão recuperados em 10 anos.

As diferenças expressas no quadro anterior referem-se às apuradas em 2005 e 2006 e incluem o valor da remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores, entre 1999 e 2003, no valor de 164 489 mil euros.

O "défice tarifário" ocorreu em 2006, quando do estabelecimento das tarifas para esse exercício (Despacho n.º 25 901-A/2005 (2.ª série) do Conselho de Administração da ERSE, publicado no suplemento do Diário da República de 15 de Dezembro de 2005), devendo ser recuperado em 10 anos, a partir de 2008, e ascende a 263 566 mil euros.

c2) Impostos diferidos activos e passivos

A sua origem é descrita no quadro seguinte:

Origem	Valor
Impostos diferidos activos	
Provisões para actos médicos	3 805
Provisão para processos judiciais em curso	1 341
Provisão para outros benefícios	2 551
Outras provisões	5 388
Prejuízo fiscal	8
Provisão para seguros de vida e cuidados de saúde	13
Por alteração da taxa de amortização dos direitos de transporte de gás natural	1 358
	14 464
Impostos diferidos passivos	
Custos do Omip a pagar pela tarifa UGS em 2008	38
Desvios tarifários	172 316
Plano de pensões	7 366
Reavaliações de imobilizado	37 189
	216 909

c3) Subsídios ao investimento

No final do exercício, o detalhe do valor acumulado dos subsídios ao investimento recebidos, deduzido das amortizações anuais, era o seguinte:

Subsídios ao investimento (líquidos)	Valor
Sector da electricidade	
Edifício de Ermesinde	1 284
Subestações	49 414
Linhas	52 993
Sistema de informação do mercado de electricidade:	50
Telecomunicações – Fibras ópticas	4 051
Sector do gás	
Terminal de gás liquefeito	77 796
Armazenagem - cavidades, estação de lixiviação, captação de água e estação de gás	32 857
Total	218 445

Durante o exercício de 2006 foram recebidos subsídios ao investimento no montante de 18 167 mil euros, dos quais 13 573 mil euros em espécie (entrega pela ONI do edifício de Ermesinde e entrega de ramais de linhas por produtores eólicos).

Estes subsídios encontram-se reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados, de acordo com o período de vida útil das imobilizações respectivas, tendo no exercício de 2006 sido reconhecido o montante de 6 179 mil euros.

A amortização destes subsídios é feita ao mesmo ritmo dos bens a que os subsídios foram atribuídos, sendo o reconhecimento das amortizações feito na conta de "proveitos extraordinários".

d) Interesses minoritários

Em 31 de Dezembro de 2006, o detalhe dos interesses minoritários incluídos no passivo refere-se às seguintes empresas filiais:

Empresa	2006	2005
OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Electricidade (Pólo Português), S.A.	496	487
Gasoduto Braga-Tuy, S.A.	3 411	
Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A.	4 608	
	8 515	487

e) Movimentos nas rubricas do capital próprio

O capital social da REN é de 534 000 000 euros, representado por 106 800 000 acções nominativas com o valor nominal de 5 euros cada uma.

As acções representativas do capital social subscrito e realizado eram detidas, em 31 de Dezembro de 2006, pelas seguintes entidades:

Accionista	N.º de acções	Participação
Estado Português	21 361 068	20%
EDP – Energias de Portugal, S.A.	16 020 000	15%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	21 358 932	20%
Parpública – Participações Públicas (SGPS), S.A.	32 040 000	30%
Logoenergia, SGPS, S.A.	5 340 000	5%
Gestmin, SGPS, S.A.	5 340 000	5%
OLIREN, SGPS, S.A.	5 340 000	5%
Total	106 800 000	100%

O movimento ocorrido nas rubricas do capital próprio resume-se como segue:

	Saldo Inicial	Aumentos	Diminuições	Distribuição de resultados extraordinária	Saldo Final
Capital	534 000				534 000
Reservas Legais	28 101	5 533			33 634
Outras reservas	192 829	16 897		-209 726	0
Resultados transitados	59 103	20 212		-78 926	389
Resultado líquido do exercício	110 658	550 051	-110 658		550 051
Dividendos antecipados				-87 000	-87 000
Total do capital próprio	924 691	592 693	-110 658	-375 652	1 031 074

Por deliberação da Assembleia-Geral de 29 de Março de 2006, a aplicação do resultados do exercício findo em 31 de Dezembro de 2005 foi como segue:

Saldo inicial dos resultados transitados	59 103
Transferência do Resultado do Exercício de 2005	110 658
Por aplicação em	
Reserva Legal	-5 533
Reservas Livres	-16 897
Dividendos	-66 395
Distribuição de Resultados aos Trabalhadores	-1 621
	-90 446
Saldo final da rubrica de resultados transitados	79 315

Por deliberação social unânime por escrito, de 17 de Outubro, foi aprovada a distribuição de reservas e de resultados transitados aos accionistas, no montante global de 288 652 531 euros (sendo 209 726 723 euros de "outras reservas" e 78 925 808 euros de "resultados transitados").

Em 29 de Novembro, também por deliberação social unânime por escrito, foi aprovada a distribuição de dividendos antecipados no montante de 87 000 mil euros.

A Reserva Legal não está ainda totalmente constituída nos termos da lei, pelo que, no mínimo, 5% dos lucros a apropriar destinam-se à sua dotação. Em 1994 a dotação efectuada foi de 10%, e nos anos de 1995 a 2006 de 5%. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

f) Reconhecimento dos dispêndios e passivos de carácter ambiental

Em conformidade com a Directriz Contabilística 29,

foram apurados os dispêndios de carácter ambiental incorridos no Grupo durante o ano de 2006:

Domínio	Valor
Gestão de resíduos	1 012
Protecção da natureza	2 003
Diminuição de ruído e vibrações (estudos de condicionamento acústico)	62
Total	3 077

Os dispêndios indicados no mapa anterior, por domínio, estão incluídos na demonstração dos resultados e referem-se às seguintes acções levadas a cabo pela empresa:

a) Gestão e monitorização de resíduos industriais incluindo o seu transporte e tratamento (1 012 mil euros). Desta acção resultou um proveito da venda de sucatas no valor de 550 mil euros.

b) No domínio da protecção da natureza os custos referem-se à requalificação de corredores de linhas desactivadas (869 mil euros), integração paisagística de subestações em exploração (178 mil euros), protecção da avifauna (430 mil euros), limpeza da floresta nas faixas de linhas (438 mil euros), estudos sobre campos electromagnéticos (15 mil euros), gestão e monitorização de recursos hídricos (42 mil euros) e acções de informação (31 mil euros).

Não existe qualquer reconhecimento de passivos de carácter ambiental.

g) Eventos subsequentes

Em 5 de Janeiro de 2007, por escritura pública, a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. foi transformada

numa sociedade gestora de participações sociais, tendo adoptado a nova denominação de REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Para este efeito, foi necessário destacar previamente, nesta mesma data, os activos e passivos que constituem a unidade económica afectada à concessão de serviço público de gestão e exploração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), assim como os afectos a outros negócios, para a REN – Serviços de Rede, S.A., por aumento de capital em espécie, tendo esta empresa adoptado a nova denominação de REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Em 2 de Janeiro de 2007, a Parpública – Participações Públicas (SGPS) S.A. adquiriu a participação de 20% do Estado português no capital da REN – 21 361 068 acções. A Parpública passou assim a deter 50% do capital da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

DIVISÃO FINANCEIRA E PATRIMÓNIO

O Técnico de Contas
N.º 30 375
Maria Teresa Martins

O Director Coordenador
Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

José Rodrigues Pereira dos Penedos – Presidente
Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Anibal Durães dos Santos
Henrique Joaquim Gomes
Paulo José Jubilado Soares de Pinho



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS

BALANÇO INDIVIDUAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Activo

Un: mil euros

		Exercícios			
		2006			2005
Notas		AB	AA	AL	AL
	IMOBILIZADO				
03.a./10.	Imobilizações incorpóreas				
08.	Despesas de instalação	32	32		
08.	Propriedade industrial e outros direitos	87	9	78	79
		119	41	78	79
03.b./10./12./13./14./15.	Imobilizações corpóreas				
	Terrenos e recursos naturais	1 921		1 921	1 921
	Edifícios e outras construções	52 555	23 072	29 483	29 426
	Equipamento básico	3 314 841	1 728 126	1 586 715	1 447 020
	Equipamento de transporte	4 057	2 476	1 581	1 583
	Ferramentas e utensílios	2 269	1 882	387	515
	Equipamento administrativo	19 810	14 966	4 844	5 841
	Outras imobilizações corpóreas	570	35	535	567
03.e./03.f./11.	Imobilizações em curso	135 985		135 985	119 460
		3 532 008	1 770 557	1 761 451	1 606 333
03.k./10./16./48.f.	Investimentos financeiros				
	Partes de capital em empresas do grupo	511 997		511 997	4 801
	Partes de capital em empresas associadas				420 902
		511 997		511 997	425 703
	CIRCULANTE				
03.c./41.	Existências				
	Matérias-primas, subsid. e consumo	945		945	878
	Produtos e trabalhos em curso				
		945		945	878
48.e.	Dívidas de Terceiros – Médio e longo prazo				
	Outros devedores	155		155	155
		155		155	155
03.d.	Dívidas de terceiros – Curto prazo				
	Clientes c/c	262 734		262 734	228 548
	Empresas do Grupo	18 330		18 330	2 000
48.d.	Estado e outros entes públicos	24 817		24 817	50 206
23./25./48.b.	Outros devedores	56 001	828	55 173	12 244
		361 882	828	361 054	292 998
	Depósitos bancários e caixa				
	Depósitos bancários	1 040		1 040	631
	Caixa	1		1	
		1 041		1 041	631
48.a.	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
	Acréscimos de proveitos	688 121		688 121	606 137
	Custos diferidos	18 147		18 147	41 897
		706 268		706 268	648 034
	Total de Amortizações		1 770 598		
	Total de Ajustamentos		828		
	TOTAL DO ACTIVO	5 114 415	1 771 426	3 342 989	2 974 811

DIVISÃO FINANCEIRA E PATRIMÓNIO

O Técnico Oficial de Contas
N.º 30 375
Maria Teresa Martins

O Director Coordenador

Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

BALANÇO INDIVIDUAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Capital próprio e passivo

Un: mil euros

Notas		Exercícios	
		2006	2005
	CAPITAL PRÓPRIO		
36.	Capital	534 000	534 000
	Ajustamento de partes de capital em filiais e associadas	389	389
	Reservas		
40.a.	Reservas legais	33 634	28 101
	Outras reservas		192 829
40.b.	Resultados transitados		58 714
	Subtotal	568 023	814 033
40.	Resultado líquido do exercício	550 051	110 658
40.a.	Dividendos antecipados	-87 000	
	TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	1 031 074	924 691
	PASSIVO		
34.	Provisões		
	Outras provisões	69 716	29 914
		69 716	29 914
29.	Dívidas a terceiros – Médio e longo prazo		
	Dívidas a instituições de crédito	259 500	603 667
	Outros credores	990	990
		260 490	604 657
03.d.	Dívidas a terceiros – Curto prazo		
	Dívidas a instituições de crédito	1 157 142	763 571
	Fornecedores c/c	314 614	157 896
	Fornecedores de imobilizado c/c	73 024	77 848
48.d.	Estado e outros entes públicos	48 691	1 004
48.b.	Outros credores	6 799	13 039
		1 600 270	1 013 358
48.a.	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS		
	Acréscimos de custos	44 841	95 461
	Proveitos diferidos	336 598	306 730
		381 439	402 191
	TOTAL DO PASSIVO	2 311 915	2 050 120
	TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	3 342 989	2 974 811

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
José Rodrigues Pereira dos Penedos – Presidente
Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Aníbal Durães dos Santos
Henrique Joaquim Gomes
Paulo José Jubilado Soares de Pinho



DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DOS RESULTADOS POR NATUREZAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Un: mil euros

Notas		Exercícios			
		2006	2005		
	CUSTOS E PERDAS				
03.c./41.	Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas				
	Electricidade	2 793 529		2 733 317	
	Materiais	643	2 794 172	103	2 733 420
	Fornecimentos e serviços externos		28 925		27 614
43.	Custos com o pessoal				
	Remunerações	20 924		19 722	
	Encargos sociais				
	Pensões	1 798		2 309	
	Outros	9 603	32 325	9 215	31 246
03.b.	Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo	88 644		82 889	
	Ajustamentos				
	Provisões	44 335	132 979	14 703	97 592
	Impostos	1 145		1 246	
	Outros custos e perdas operacionais	55 733	56 878	80 536	81 782
	(A)		3 045 279		2 971 654
	Perdas em empresas do grupo e associadas				
	Juros e custos similares				
	Relativos a empresas do grupo				
	Outros	41 314	41 314	31 717	31 717
	(C)		3 086 593		3 003 371
46.	Custos e perdas extraordinários		13 370		4 587
	(E)		3 099 963		3 007 958
03.l./06.	Imposto sobre o rendimento do exercício		89 337		29 832
	(G)		3 189 300		3 037 790
	Resultado líquido do exercício		550 051		110 658
			3 739 351		3 148 448

DIVISÃO FINANCEIRA E PATRIMÓNIO

O Técnico Oficial de Contas
N.º 30 375
Maria Teresa Martins

O Director Coordenador

Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DOS RESULTADOS POR NATUREZAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Un: mil euros

Notas		Exercícios			
		2006			
	PROVEITOS E GANHOS				
44.	Vendas				
44.a.	Electricidade	3 133 556		2 880 615	
44.a.	Materiais				
44.b.	Prestações de serviços	1 845	3 135 401	6 441	2 887 056
	Variação da produção				
48.c.	Trabalhos para a própria empresa		15 525		12 349
	Proveitos suplementares	1 224		1 348	
	Outros proveitos e ganhos operacionais	895	2 119	201 858	203 206
	(B)		3 153 045		3 102 611
03.k.	Ganhos em empresas do grupo e associadas	7 765		386	
	Rendimentos de participações de capital	40 670		30 351	
	Rendimentos de títulos negociáveis e de outras aplicações financeiras				
	Relativos a empresas do grupo	193			
	Outros	113		345	
	Outros juros e proveitos similares				
	Relativos a empresas do grupo	392			
	Outros	314	49 447	74	31 156
	(D)		3 202 492		3 133 767
46.	Proveitos e ganhos extraordinários		536 859		14 681
	(F)		3 739 351		3 148 448
	Resumo				
	Resultados operacionais: (B) - (A) =		107 766		130 957
	Resultados financeiros: (D - B) - (C - A) =		8 133		-561
	Resultados correntes: (D) - (C) =		115 899		130 396
	Resultados antes de impostos: (F) - (E) =		639 388		140 490
	Resultado líquido do exercício: (F) - (G) =		550 051		110 658

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
 José Rodrigues Pereira dos Penedos – Presidente
 Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
 Aníbal Durães dos Santos
 Henrique Joaquim Gomes
 Paulo José Jubilado Soares de Pinho



DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DOS RESULTADOS POR FUNÇÕES EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Un: mil euros

	Exercícios	
	2006	2005
Vendas e prestações de serviços	3 135 402	2 887 056
Custo das vendas e prestações de serviços	-2 963 545	-2 718 518
RESULTADOS BRUTOS	171 857	168 538
Outros proveitos e ganhos operacionais	530 709	1 702
Custos de distribuição	-3 413	-3 278
Custos administrativos	-21 842	-19 271
Outros custos e perdas operacionais	-47 023	-9 628
RESULTADOS OPERACIONAIS	630 288	138 063
Custo líquido de financiamento	-39 335	-31 298
Ganhos (perdas) em filiais e associadas	7 765	3 375
Ganhos (perdas) em outros investimentos	40 670	30 350
RESULTADOS CORRENTES	639 388	140 490
Impostos sobre os resultados correntes	-89 337	-29 832
RESULTADOS CORRENTES APÓS IMPOSTOS	550 051	110 658
Resultados extraordinários		
Impostos sobre os resultados extraordinários		
RESULTADOS LÍQUIDOS	550 051	110 658
RESULTADOS POR ACÇÃO (EUROS)	5,15	1,04

DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DOS FLUXOS DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Un: mil euros

	Exercícios			
	2006	2005		
ACTIVIDADES OPERACIONAIS				
Recebimentos de clientes	2 964 226		2 671 140	
Pagamentos a fornecedores	-2 752 534		-2 735 371	
Pagamentos ao pessoal	- 30 227		- 32 572	
Fluxos gerados pelas operações	181 465		- 96 803	
Pagamento do imposto s/rendimento	- 10 158		7 409	
Outros recebimentos relativos à activ. operacional	39 847		180 043	
Outros pagamentos relativos à activ. operacional	- 52 932		- 82 781	
Fluxos gerados antes das rubricas extraordinárias	158 222		7 868	
Recebimentos relacionados com rubricas extraordinárias	3 426		1 255	
Pagamentos relacionados com rubricas extraordinárias	- 3 966		- 3 784	
Fluxos das actividades operacionais (1)		157 682		5 339
ACTIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Recebimentos provenientes de				
Investimentos financeiros	945 102		345	
Imobilizações corpóreas	493		40 647	
Subsídios de investimento	4 594		9 667	
Dividendos	40 670	990 859	30 351	81 010
Pagamentos respeitantes a				
Investimentos financeiros	- 492 961			
Imobilizações corpóreas	- 220 064		- 173 670	
Imobilizações incorpóreas		- 713 025		- 173 670
Fluxos das actividades de investimento (2)		277 834		- 92 660
ACTIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Recebimentos provenientes de				
Empréstimos obtidos	15 390 086		11 210 283	
Juros e proveitos similares		15 390 086		11 210 283
Pagamentos respeitantes a				
Empréstimos obtidos	-15 349 220		-11 066 450	
Juros e custos similares	- 42 463		- 30 638	
Dividendos	- 442 047	-15 833 730	- 46 700	-11 143 788
Fluxos das actividades de financiamento (3)		- 443 644		66 495
Varição de caixa e seus equivalentes (4)=(1)+(2)+(3)		- 8 128		- 20 826
Efeito das diferenças de câmbio				
Caixa e seus equivalentes no início do período		- 22 273		- 1 447
Caixa e seus equivalentes no fim do período		- 30 401		- 22 273
DISCRIMINAÇÃO DOS COMPONENTES DE CAIXA E S/ EQUIVALENTES				
Numerário		1		
Dep. bancários imediatam. mobilizáv. e equiv. a caixa		- 31 402		- 22 873
Descobertos bancários		- 31 402		- 22 873
Outras disponibilidades		1 000		600
DISPONIBILIDADES CONSTANTES DO BALANÇO		- 30 401		- 22 273

ANEXO AO BALANÇO E A DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS INDIVIDUAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006

Montantes expressos em milhares de euros - mil euros

INTRODUÇÃO

a) Objecto e detentores do capital

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. resultou da cisão da EDP, em harmonia com o disposto nos Decretos-Lei 7/91, de 8 de Janeiro e 131/94, de 19 de Maio, aprovada em Assembleia-Geral de Accionistas realizada em 18 de Agosto de 1994.

A REN tem por objecto assegurar a gestão global do sistema eléctrico de abastecimento público (SEP), visando garantir a estabilidade e segurança do abastecimento de electricidade e assegurar a compatibilização dos interesses dos diversos intervenientes em presença; explorar e desenvolver a rede nacional de transporte em muito alta tensão em Portugal Continental, gerir a carteira de sítios para centrais eléctricas e preparar os processos que servirão de base à DGGE para o lançamento das consultas públicas com vista ao estabelecimento e exploração de novos centros electroprodutores.

O capital social da REN é de 534 000 000 euros, representado por 106 800 000 acções, com o valor de 5 euros, cada uma, sendo detido, em 31 de Dezembro de 2006, pelos seguintes Accionistas:

Accionista	N.º de acções	Participação
Estado Português	21 361 068	20%
EDP – Energias de Portugal, S.A.	16 020 000	15%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	21 358 932	20%
Parpública – Participações Públicas (SGPS), S.A.	32 040 000	30%
Logoenergia, SGPS, S.A.	5 340 000	5%
Gestmin, SGPS, S.A.	5 340 000	5%
OLIREN, SGPS, S.A.	5 340 000	5%
Total	106 800 000	100%

b) Regime de concessão de exploração da RNT

A concessão da exploração da RNT foi atribuída à REN pelo D.L. 182/95 de 27/07/95 – art.º 64, tendo o respectivo contrato com o Estado Português sido celebrado em 6 de Setembro de 2000. A concessão tem a duração de 50 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato.

c) Regime de preços de compra de energia eléctrica

As compras de energia eléctrica são efectuadas maioritariamente à EDP Gestão da Produção de Energia, S.A., à Tejo Energia, S.A., e à Turbogás – Produtora Energética, S.A., cujos preços de facturação são estabelecidos nos termos dos Contratos de Aquisição de Energia, assinados com aquelas empresas para cada centro electroprodutor, prevendo um sistema de remuneração misto com parcela fixa, correspondendo a pagamento indexado à disponibilidade de potência verificada, e parcela variável, associada à remuneração dos encargos variáveis de produção de energia. Estes Contratos de Aquisição de Energia foram estabelecidos de acordo com o Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de Julho.

As condições de aquisição de energia eléctrica a terceiros são estabelecidas pelos Decretos-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio (na redacção que lhe foi dada pelos Decretos-Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro, n.º 168/99, de 18 de Maio e n.º 538/99, de 13 de Dezembro) e n.º 186/95, de 27 de Julho.

d) Regime de preços de venda de energia eléctrica

As tarifas e preços para a energia eléctrica obedecem aos princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, nos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento Tarifário.

As tarifas e preços aplicados em 2006 foram objecto do Despacho n.º 25 901-A/2005 (2.ª série) do Conselho de Administração da ERSE, publicado no suplemento do Diário da República de 15 de Dezembro de 2005.

e) Investimentos financeiros

I. RENTELECOM – Comunicações, S.A.
Constituída ao abrigo do Despacho n.º 128/2001, de 22 de

Outubro, do Ministro da Economia, e por escritura pública lavrada em 7 de Dezembro de 2001, a empresa iniciou a sua actividade em 1 de Janeiro de 2002, tendo por objecto o estabelecimento, a gestão e a exploração de infra-estruturas e sistemas de telecomunicações, a prestação de serviços de comunicações, bem como o exercício de quaisquer actividades que sejam complementares, subsidiárias ou acessórias daquelas, directamente ou através de constituição ou participações em sociedades.

O capital social da RENTELECOM é de 100 000 euros, representado por 20 000 acções com o valor nominal de 5 euros cada uma, o qual, em 31 de Dezembro de 2006, era detido na sua totalidade pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A..

II. OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.

Constituída ao abrigo do Despacho n.º 360/ME/2003, de 6 de Junho, do Senhor Ministro da Economia, e por escritura pública lavrada em 16 de Junho de 2003, a empresa iniciou a sua actividade em 10 de Dezembro de 2003, tendo por objecto a organização e gestão de um sistema de suporte para a realização de transacções e liquidações no âmbito do Mercado Ibérico de Energia, competindo-lhe, nomeadamente:

- a) a gestão do mercado organizado de contratação de energia a prazo;
- b) a intermediação dos agentes para efeitos de relacionamento comercial no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade;
- c) a gestão de outros mercados de produtos de base energética;
- d) a prestação de serviços de liquidação no âmbito dos mercados organizados de energia;
- e) a prestação de serviços de liquidação para transacções padronizadas em mercados não organizados de energia;
- f) a prestação de serviços de organização de mercados no âmbito da operação do sistema eléctrico.

A sociedade pode ainda exercer quaisquer actividades que sejam complementares, subsidiárias ou acessórias daquelas, directamente ou através de constituição ou participação em sociedades, assim como participar noutras sociedades, de objecto igual ou diferente do seu, mesmo que regidas por leis especiais, bem como em agrupamentos complementares de empresas.

O capital social da OMIP é de 2 222 220 euros, representado por 222 222 acções com o valor nominal de 10 euros cada uma, o qual, em 31 de Dezembro de 2006, era detido em 90% pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A e em 10% pela Omel – Companhia Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A..

III. REN – Gasodutos, S.A.

Foi constituída em cumprimento do determinado pelo Governo na Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, publicada no Diário da República n.º 125, série B, de 30 de Junho, por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006.

O seu objecto social é o transporte de gás natural em alta pressão e a gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento de gás natural no território do continente.

Cabe, em especial, à sociedade proceder à gestão e exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, compreendendo o transporte de gás natural, o planeamento, a construção, a manutenção e a operação das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social da REN – Gasodutos, S.A. é de 404 931 169,86 euros, representado por 404 931 169 acções com o valor nominal de um euro cada uma. Em 31 de Dezembro de 2006 a totalidade do capital era detida pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

IV. REN – Armazenagem, S.A.

Foi constituída em cumprimento do determinado pelo Governo na Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, publicada no Diário da República n.º 125, série B, de 30 de Junho, por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006.

Tem por objecto social o armazenamento subterrâneo de gás natural e a construção, exploração e manutenção das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social da REN – Armazenagem, S.A. é de 76 385 561,71 euros, representado por 76 385 561 acções com o valor nominal de um euro cada uma. Em 31 de Dezembro de 2006 a totalidade do capital era detida pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

V. REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.

A empresa foi constituída em 14 de Abril de 1999. Por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006, foi alterada a sua denominação social para REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.

O seu objecto social é a recepção, o armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) em terminal oceânico de GNL, e a construção, exploração e manutenção das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social é de 13 000 000 euros, representado por 13 milhões de acções com valor nominal de um euro cada uma. O capital, em 31 de Dezembro de 2006, era detido na sua totalidade pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

VI. REN – Serviços de Rede, S.A.

Foi constituída por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006.

A sociedade tem por objecto a conservação, manutenção e reparação de quaisquer infra-estrutura da rede nacional de transporte de electricidade e dos equipamentos que lhe estejam afectos, a concepção, desenvolvimento, ensaio e aplicação de novas tecnologias relacionadas com o transporte de electricidade e com a gestão, operação e planeamento de redes eléctricas e, ainda, o exercício de quaisquer outras actividades com estas relacionadas.

O capital social é de 50 000 euros, representado por cinquenta mil acções com o valor nominal de um euro cada uma. O capital, em 31 de Dezembro de 2006, era detido na sua totalidade pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

f) Indicações gerais

As notas que se seguem respeitam a numeração definida no Plano Oficial de Contabilidade Português (POC). As notas omitidas não são aplicáveis ou significativas para a compreensão das demonstrações financeiras.

01 – Princípios Contabilísticos

As demonstrações financeiras foram elaboradas em conformidade com os princípios, critérios e métodos enunciados no Plano Oficial de Contabilidade, ou seja, foram preparadas segundo a convenção dos custos históricos, modificada pela reavaliação das imobilizações corpóreas, e na base da continuidade das operações da Empresa, de harmonia com os princípios contabilísticos da prudência, consistência, substância sobre a forma, materialidade e especialização dos exercícios.

03 – Critérios Contabilísticos e Valorimétricos

a) Imobilizações incorpóreas

As imobilizações incorpóreas estão valorizadas ao custo de aquisição, líquido das amortizações efectuadas, dentro dos limites das taxas legalmente fixadas.

b) Imobilizações corpóreas

As imobilizações corpóreas estão mostradas pelos valores que resultaram do processo de reestruturação da EDP – S.A. em referência a 1 de Janeiro de 1994 e ao custo de aquisição ou construção para os bens adquiridos posteriormente, líquidos das amortizações acumuladas.

As imobilizações corpóreas incluem encargos financeiros e diferenças de câmbio capitalizados durante a fase de construção, resultantes de empréstimos contraídos para as financiar, e encargos de estrutura, como indicado nas alíneas e) e f) desta mesma nota.

As imobilizações adquiridas mediante contratos de locação financeira, bem como as respectivas responsabilidades, são contabilizadas pelo método financeiro, pelo que o correspondente valor e as responsabilidades estão reconhecidas no balanço. Consequentemente, as amortizações destes bens e os juros incluídos no valor das rendas são registados na demonstração de resultados do exercício a que respeitam.

As amortizações são calculadas pelo método das quotas constantes, a taxas específicas, segundo uma tabela aprovada por despacho governamental, de forma a reintegrarem os activos durante a vida útil estimada para cada classe de imobilizações. Os encargos financeiros e os encargos de estrutura imputados às imobilizações são amortizados às mesmas taxas das classes de imobilizado que afectam.

Os imobilizados participados por terceiros são amortizados na mesma base e às mesmas taxas dos restantes imobilizados da Empresa, sendo o respectivo custo compensado em Proveitos e Ganhos Extraordinários pela amortização das participações (registadas em Acréscimos e Diferimentos – Subsídios ao Investimento) efectuada de forma semelhante à amortização do imobilizado subsidiado.

As despesas de reparação e manutenção correntes do imobilizado são consideradas como custos do exercício em que ocorrem. As despesas relacionadas com grandes reparações e benfeitorias são consideradas como custos diferidos e transferidas para resultados durante um período máximo de 6 anos (nota 48.a.i).

c) Existências

São valorizadas ao custo de aquisição, sendo as saídas de armazém (consumos) valorizadas ao custo médio do artigo em armazém.

d) Dívidas de e a terceiros em moeda estrangeira

As transacções expressas em moeda estrangeira são contabilizadas em moeda nacional aos câmbios em vigor na data das operações.

No final do exercício, os saldos a pagar e a receber em moeda estrangeira são actualizados aos câmbios oficiais em vigor na data do Balanço (nota 04), sendo as respectivas diferenças cambiais contabilizadas nos termos indicados na alínea e) desta nota.

e) Encargos financeiros

Os encargos financeiros são repartidos entre os que são considerados como resultantes dos empréstimos contraídos para financiamento do imobilizado em curso, calculados pela aplicação de uma taxa de juro média sobre o valor médio dos investimentos em curso, e os considerados como resultantes de outros empréstimos. Os primeiros são imputados a imobilizações em curso, sendo os outros contabilizados em resultados do exercício (nota 11).

f) Encargos de estrutura

Os encargos gerais de estrutura da Empresa são repartidos entre o investimento e a exploração em função de determinadas proporções preestabelecidas, sendo a parte referente ao investimento posteriormente imputada aos diversos empreendimentos em curso.

g) Benefícios sociais a trabalhadores

Os custos relativos aos planos de complemento de pensões de reforma e assistência médica aos reformados são contabilizados de acordo com o disposto no IAS 19, sendo que os ganhos e perdas actuariais são reconhecidos utilizando o método do corredor, derogando assim o disposto na Directriz Contabilística n.º 19.

h) Férias e subsídios de férias

No final de cada exercício a Empresa regista, em Acréscimos e Diferimentos – Acréscimos de custos, o montante de encargos com férias e subsídios de férias já vencidos, mas cujo pagamento só é devido no exercício seguinte.

i) Regulação

A actividade da Empresa enquadra-se no âmbito das actividades reguladas, cujas tarifas e preços são determinados de modo a permitirem a recuperação dos custos necessários para providenciarem os serviços regulados e a remuneração dos capitais aplicados.

A regularização, em tarifas futuras, dos ajustamentos provenientes de eventuais excessos ou insuficiências da referida recuperação (desvios tarifários), torna necessária a criação de métodos que permitam registar a periodificação daqueles excessos ou insuficiências.

Nesse sentido, os excessos ou insuficiências apurados no exercício, relativamente aos valores aprovados pela ERSE, encontram-se escriturados em “Acréscimos e Diferimentos”.

A REN, no âmbito da aplicação do critério contabilístico dos desvios tarifários, vem considerando, desde o exercício de 1999, que todos os terrenos afectos aos centros electroprodutores têm remuneração concomitante com o rendimento que os mesmos capitais teriam em outra aplicação financeira.

O Decreto-Lei n.º 198/2003, de 2 de Setembro, veio consagrar as regras que permitem à REN vender ou arrendar aos actuais produtores do Serviço Eléctrico Nacional os terrenos que integram os sítios onde se encontram instalados os centros produtores, desde que não integrem o domínio público hídrico. Os terrenos que integram o domínio público hídrico mantêm-se na posse da REN, sendo-lhe garantida uma remuneração anual.

A Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro, estabeleceu os métodos e os critérios de fixação do valor de aquisição ou de arrendamento dos referidos terrenos que não integram o domínio público hídrico, assim como da remuneração anual dos que integram aquele domínio, estabelecendo que “para efeitos de compensação do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003 a remuneração anual deve ser calculada à taxa de 6,5 pontos percentuais”.

O Decreto-Lei n.º 153/2004, de 30 de Junho, que estabelece a forma de titulação da propriedade e da posse dos terrenos correspondentes ao sítio dos centros electroprodutores hidro e termoeléctricos, regulamenta (artigo 4.º) a “imputação dos preços de aquisição dos terrenos”, reconhecendo a compensação do valor dos desvios tarifários verificados entre 1999 e o ano da venda dos mesmos e reitera o direito à remuneração relativamente aos terrenos do domínio público hídrico.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, estabeleceu as bases gerais da organização e funcionamento do SEN, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade, determinou o fim da limitação legal máxima de crescimento do tarifário para os consumidores em baixa tensão igual à taxa de inflação prevista.

A limitação legal atrás citada originou um défice tarifário a recuperar em anos futuros.

O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, veio definir as regras aplicáveis à recuperação do défice tarifário e, também, regular o regime aplicável aos ajustamentos tarifários apurados em cada ano. Este Decreto-Lei permite ainda a transmissibilidade a terceiros do direito ao recebimento do défice tarifário e dos ajustamentos tarifários.

j) Correção de hidraulicidade

A correção de hidraulicidade constitui um mecanismo instituído legalmente (Decreto-Lei n.º 338/91 e Portaria 987/2000) de compensação dos custos variáveis da produção de energia eléctrica.

Em anos secos, o sistema termoeléctrico é sobreutilizado e os gastos de combustíveis ou a importação de electricidade

umentam significativamente. Em anos húmidos, a situação inverte-se.

As tarifas de venda são calculadas tendo em conta os custos de produção de um ano em condições hidrológicas médias.

Assim, neste contexto e para evitar distorções de grande significado nos resultados, os encargos com aquisição de energia, contabilizados na Demonstração dos Resultados, são corrigidos, positiva ou negativamente, em função da hidraulicidade.

Atendendo ao anteriormente referido, o valor anual da correcção de hidraulicidade, custo ou proveito, é constituído pelo diferencial entre o custo económico de produção de energia eléctrica e o custo económico de referência.

k) Participações em filiais e associadas

As participações em filiais e associadas estão relevadas pelo valor resultante da aplicação do método da equivalência patrimonial. Segundo este método, as quotas-partes dos resultados verificados em filiais e associadas, proporcionais às participações detidas, são incluídos na demonstração dos resultados e as quotas-partes dos seus patrimónios líquidos, considerando quaisquer acréscimos implícitos provenientes de valores de ajustamentos de justos valores e de trespasses, são reflectidas no balanço. Estes valores são apurados a partir das demonstrações financeiras aprovadas das filiais e associadas respectivas, ou, na falta das mesmas, com base nas melhores estimativas possíveis, as quais têm como data de referência a do ano financeiro da Empresa.

l) Impostos sobre o rendimento

Os montantes a liquidar de imposto sobre o rendimento do exercício são determinados com base no resultado líquido, ajustado em conformidade com a legislação fiscal. São reconhecidos os efeitos das diferenças temporais subjacentes aos activos e passivos relevados no balanço, no cômputo do encargo global de imposto sobre o rendimento do exercício.

m) Demonstração dos resultados por funções

A rubrica de “Custo das vendas e das prestações de serviços” é composta pelo somatório dos seguintes custos:

- da actividade de aquisição de electricidade;
- da actividade de gestão do sistema;
- da actividade de operação e manutenção da RNT.

Nos “Outros custos e perdas operacionais” estão contidos os seguinte custos:

- associados à gestão dos terrenos dos centros electroprodutores;
- de planeamento;
- da ERSE.

04 – Câmbios Utilizados

As cotações cambiais utilizadas para conversão dos saldos a receber e a pagar em moeda estrangeira, existentes à data do Balanço, são originárias do Banco de Portugal e datadas de 29-12-2006. Destacam-se, no mapa a seguir, as cotações respeitantes às moedas utilizadas em transacções da REN durante o ano de 2006.

USD	1,3170
CHF	1,60690
GBP	0,6715
SEK	9,0404
NOK	8,2380
DKK	7,4560

06 – Imposto sobre o Rendimento

O imposto sobre o rendimento do exercício findo em 31 de Dezembro de 2006 tem a seguinte composição:

Imposto corrente do exercício (liquidação autónoma)	52 812
Impostos diferidos	36 525
Total (proveito) custo	89 337

A reconciliação do custo de imposto pode ser resumida como segue:

Resultado antes de imposto	639 388
Diferenças permanentes	-309 629
	329 759
Imposto esperado à taxa de 27,5%	90 684
Redução a 50% da taxa sobre a rubrica de outras Provisões	5 389
Correcção à taxa do imposto diferido	-6 915
Liquidação autónoma	179
Custo de imposto	89 337

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2006, o movimento ocorrido nos activos e passivos por impostos diferidos foi o seguinte:

(mil euros)

	2006	2005	Efeito no exercício
Impostos Diferidos Activos			
Passivos não aceites fiscalmente			
Provisões para actos médicos	3 805	3 536	269
Provisão para processos judiciais em curso	1 341	865	476
Provisão para outros benefícios	2 551	2 578	-27
Outras Provisões	5 388	1 247	4 141
Outros passivos			
Prejuízo fiscal em 2004		21 002	21 002
Prejuízo fiscal em 2005		9 960	9 960
Sub-total	13 085	39 188	26 103
Impostos Diferidos Passivos			
Diferença Tarifária	172 316	158 208	14 108
Plano de Pensões	7 366	6 764	602
Reavaliações de Imobilizado	37 189	41 477	-4 288
Sub-total	216 871	206 449	10 422
Encargo do ano por impostos diferidos – Total			36 525

De acordo com a legislação em vigor, as declarações fiscais estão sujeitas a revisão e correcção por parte das autoridades fiscais durante um período de quatro anos. O último ano considerado como liquidado definitivamente pela Administração Fiscal reporta-se a 2003.

A Empresa considera que eventuais correcções resultantes de revisões fiscais das declarações do imposto apresentadas entre 2004 e 2005 não terão um efeito significativo nas demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2006.

07 – Pessoal ao Serviço da Empresa

O número médio de pessoas ao serviço da Empresa durante o exercício de 2006 foi de 597 empregados, não existindo assalariados.

08 – Imobilizações Incorpóreas

A rubrica Despesas de Instalação inclui exclusivamente as despesas originadas com a constituição da Empresa.

Na rubrica “Propriedade Industrial e Outros Direitos” encontra-se contabilizado o valor dos direitos de utilização de espaços de estacionamento, por 50 anos, na Fábrica Igreja Paroquial S. Joana Princesa.

10 – Imobilizações incorpóreas, corpóreas e investimentos financeiros

a) Activo bruto

Os acréscimos verificados na rubrica de “investimentos financeiros” respeitam à aquisição dos activos/participações das empresas do gás (492 961 mil euros) e aos movimentos da equivalência patrimonial.

(mil euros)

Rubricas	Saldo inicial	Aumentos	Alienações	Transferências e abates	Saldo final
IMOBILIZAÇÕES INCORPÓREAS					
Despesas de instalação	32				32
Propriedade industrial e outros direitos	87				87
TOTAL (1)	119				119
IMOBILIZAÇÕES CORPÓREAS					
Terrenos e Recursos Naturais	1 921				1 921
Edifícios e Outras Construções	50 970	1 319		266	52 555
Equipamento Básico	3 093 649	12 288	255	209 159	3 314 841
Imobilizado Técnico Específico	3 083 717	12 254	255	209 161	3 304 877
Terrenos de Centros Electroprodutores	891 718				891 718
Transporte de Electricidade	2 002 108	12 254	255	202 868	2 216 975
Subestações	1 005 733		255	112 827	1 118 305
Linhas	993 490	12 254		90 041	1 095 785
Equipamentos diversos	2 885				2 885
Gestão do Sistema	47 644			47	47 691
Equipamentos Acessórios	142 247			6 246	148 493
Outro Equipamento Básico	9 932	34		-2	9 964
Equipamento de Transporte	1 694		353	-40	1 301
Ferramentas e Utensílios	2 188	81			2 269
Equipamento Administrativo – Informático	12 765	479	13	-405	12 826
Equipamento Administrativo – resto	5 474	221	2	-98	5 595
Outras imobilizações corpóreas	570				570
Sub-total (2.1)	3 169 231	14 388	623	208 882	3 391 877
Imobilizado em Regime de Leasing					
Equipamento de Transporte	2 277	594	61	-53	2 757
Equipamento Informático	1 389				1 389
Sub-total (2.2)	3 666	594	61	-53	4 146
IMOBILIZADO EM CURSO					
Edifícios e Outras Construções	247	19		-266	0
Equipamento Básico	119 164	228 202		-212 874	134 492
Transporte de Electricidade	117 711	222 484		-212 299	127 896
Subestações	88 883	118 776		-112 830	94 829
Linhas	28 828	103 708		-99 469	33 067
Gestão do Sistema	47	69		-47	69
Equipamentos Acessórios	1 406	5 649		-528	6 527
Estudos e Projectos	49	1 500		-56	1 493
Sistemas Informáticos	49	1 500		-56	1 493
Sub-total (2.3)	119 460	229 721		-213 196	135 985
TOTAL (2)	3 292 357	244 703	684	-4 367	3 532 008
INVESTIMENTOS FINANCEIROS					
RENTELECOM – Comunicações, S.A.	418	223			641
OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.	4 383	77			4 460
Galp Energia, SGPS, S.A.	420 902		420 902		0
REN – Gasodutos, S.A.		409 453			409 453
REN – Armazenagem, S.A.		77 452			77 452
REN ATLÁNTICO, Terminal de GNL, S.A.		19 941			19 941
REN – Serviços de Rede, S.A.		50			50
TOTAL (3)	425 703	507 196	420 902		511 997
TOTAL GERAL	3 718 179	751 899	421 586	-4 367	4 044 124

b) Amortizações e ajustamentos

(mil euros)

Rubricas	Saldo inicial	Reforços	Alienações	Reclass., transf. abates e reversões	Saldo final
IMOBILIZAÇÕES INCORPÓREAS					
Despesas de instalação	32				32
Propriedade industrial e outros direitos	8	2			10
TOTAL (1)	40	2			42
IMOBILIZAÇÕES CORPÓREAS					
Edifícios e Outras Construções	21 545	1 527			23 072
Equipamento Básico	1 646 629	84 554	-125	-2 932	1 728 126
Equipamento Técnico Específico	1 636 743	84 548	-125	-2 930	1 718 236
Terrenos de Centros Electroprodutores	475 988	14 827			490 815
Transporte de Electricidade	1 035 537	60 220	-125	-2 494	1 093 138
Subestações	534 554	31 319	-125		565 748
Linhas	499 040	28 778		-2 494	525 324
Equipamento diverso	1 943	123			2 066
Gestão do Sistema	38 310	2 142			40 452
Equipamentos acessórios	86 908	7 359		-436	93 831
Outro Equipamento Básico	9 886	6		-2	9 890
Equipamento de Transporte	1 606	81	-348	-38	1 301
Ferramentas e Utensílios	1 673	209			1 882
Equipamento Administrativo – Informático	10 310	1 074	-12	-461	10 911
Equipamento Administrativo – resto	3 303	332	-2	-98	3 535
Diferenças de Câmbio					
Outras Imobilizações Corpóreas	3	32			35
Sub-total (2.1)	1 685 069	87 809	-487	-3 529	1 768 862
IMOBILIZADO EM REGIME DE LEASING					
Equipamento de Transporte	782	486	-40	-54	1 174
Eq. Informático <i>Leasing</i> – Equipamento Central I	173	347			520
Sub-total (2.2)	955	833	-40	-54	1 694
TOTAL GERAL	1 686 064	88 644	-527	-3 583	1 770 598

11 – Capitalização dos custos financeiros

De acordo com os critérios definidos na nota 03.e), foram capitalizados no exercício, em imobilizações em curso, juros de financiamento no montante de 4 607 mil euros.

Decreto-Lei n.º 430/78
Decreto-Lei n.º 399-G/81
Decreto-Lei n.º 219/82
Decreto-Lei n.º 171/85
Decreto-Lei n.º 118-B/86

Decreto-Lei n.º 111/88
Decreto-Lei n.º 7/91
Decreto-Lei n.º 49/91
Decreto-Lei n.º 264/92

12 – Reavaliação das imobilizações corpóreas

As imobilizações corpóreas foram reavaliadas pela EDP ao abrigo dos seguintes diplomas legais:

Em consequência da cisão da EDP – e da criação da REN – e de forma a dar cumprimento aos aspectos de carácter legal relacionados com a neutralidade fiscal subjacente àquele acto, estas reavaliações relevam para efeitos fiscais, nomeadamente no que se refere ao cálculo das reintegrações do exercício.

13 – Quadro discriminativo das reavaliações do imobilizado

(valores líquidos - mil euros)

Imobilizações	Custos históricos	Reavaliações	Valores contabilísticos reavaliados em 31.12.2006
Imobilizações corpóreas			
Terrenos e recursos naturais	617	1 304	1 921
Edifícios e outras construções	27 652	1 831	29 483
Equipamento básico	1 237 707	349 007	1 586 714
Equipamento de transporte	1 582		1 582
Ferramentas e utensílios	387		387
Equipamento administrativo (excepto informática)	2 060		2 060
Equipamento de informática	2 784		2 784
Outras imobilizações corpóreas	535		535
Total	1 273 324	352 142	1 625 466

14 – Outras informações relativas às imobilizações

a) No que respeita à sua localização e afectação (valores líquidos) as imobilizações corpóreas, incluindo as imobilizações em curso, apresentam-se da seguinte forma:

Rubricas	2006	2005
Afectas ao Transporte de Energia Eléctrica		
Subestações	647 387	560 063
Linhas	603 528	523 278
Acessórias	61 189	56 745
Outros	819	988
Afectas à Gestão Global do Sistema		
Gestor do Sistema (Despacho)	4 580	5 543
Sistema Informação do Mercado de Energia	2 728	3 837
Terrenos de Centrais Térmicas	58	65
Terrenos de Centrais Hídricas	400 844	415 665
Imobilizado Não Específico	40 318	40 149
Total	1 761 451	1 606 333

b) No que respeita aos custos financeiros nelas capitalizados no exercício:

Rubrica	2006	2005
Subestações	3 041	1 296
Linhas	1 526	1 080
Telecomunicações	25	227
Gestor do Sistema	1	22
Outros	14	13
Total	4 607	2 638

15 – Imobilizações corpóreas em regime de locação financeira

São os seguintes os bens utilizados no regime de locação financeira:

Equipamento	2006	2005
Equipamento de Transporte		
Valor bruto	2 756	2 277
Amortizações acumuladas	1 174	782
Equipamento Informático		
Valor bruto	1 389	1 389
Amortizações acumuladas	521	174
Valor líquido	2 450	2 710

16 – Investimentos financeiros

Empresas do Grupo:

Ano 2006

Firma e sede	Capital detido %	Capital próprio	Resultado do exercício Valor
RENTELECOM – Comunicações, S.A.			
Av. Estados Unidos da América, 55-Lisboa	100,0	641	153
OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.			
Av. Estados Unidos da América, 55 – Lisboa	90,0	4 955	86
REN – Gasodutos, S.A.			
Estrada Nacional 116-V.de REI – Bucelas	100,0	409 453	4 522
REN – Armazenagem, S.A.			
Mata do Urso, Guarda Norte-Carriço-Pombal	100,0	77 452	1 066
REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.			
SINES – Terminal de GNL – Apartado 268	100,0	19 941	8 297
REN – Serviços de Rede, S.A.			
Av. Estados Unidos da América, 55-Lisboa	100,0	50	0

Os investimentos financeiros em partes de capital em empresas do Grupo estão contabilizados pelo valor resultante da aplicação do método da equivalência patrimonial.

23 – Dívidas de cobrança duvidosa

Designação	2006	2005
Cientes de cobrança duvidosa		
Outros Devedores de Cobrança Duvidosa	828	828
Total	828	828

25 – Dívidas de e ao pessoal

O valor das dívidas activas e passivas respeitantes ao pessoal da Empresa é o seguinte:

Designação	2006	2005
Valor a receber – (Abonos para deslocações, empréstimos EUP e adiantamentos)	29	25

29 – Dívidas a terceiros – médio e longo prazo

Rubricas	de 1 a 5 anos	a mais de 5 anos	Total
Instituições de crédito	259 500		259 500
Outros credores – cauções	990		990
Total	260 490		260 490

A dívida a instituições de crédito respeita a um Programa de Papel Comercial de 300 milhões de euros, cujo contrato tem validade até Janeiro de 2009.

31 – Compromissos financeiros

Aquisição de imobilizado

Os compromissos contratuais assumidos para a aquisição de imobilizado são, à data do Balanço, de 124 380 mil euros, sendo 97 381 mil euros na área da construção de subestações e 26 999 mil euros na área da construção de linhas.

Financiamento contratado

A REN é subscritora de cinco programas de papel comercial no valor global de 1 480 milhões de euros, estando utilizados 1 385,2 milhões de euros em 31-12-2006.

Pensões de reforma e Assistência médica

A Empresa concede complementos de pensões de reforma e sobrevivência e assegura aos seus reformados e pensionistas, em condições similares aos trabalhadores no activo, um plano de assistência médica.

Para cobertura dos complementos de pensões, a REN contribui para um Fundo de Pensões Autónomo, mantido conjuntamente com o Grupo EDP, para o qual são transferidas a totalidade das responsabilidades e as dotações necessárias para cobrir os respectivos encargos, que se forem vencendo em cada um dos exercícios.

As suas responsabilidades referentes à assistência médica não se encontram fundeadas, estando cobertas por provisão específica.

Ambos os planos são contabilizados de acordo com as normas do IAS 19, reconhecendo-se as Perdas e ganhos actuariais pelo método do corredor.

Os trabalhadores que satisfaçam determinadas condições de idade e antiguidade predefinidas e que optem por passar à situação de reforma antecipada, assim como aqueles que acordem com a Empresa a passagem à pré-reforma, são igualmente incluídos nos planos.

As responsabilidades e os correspondentes custos anuais são determinados através de cálculos actuariais anuais, utilizando o método de crédito da unidade projectada, por actuário independente, baseados em pressupostos que reflectem as condições demográficas da população coberta pelo plano e as condições económicas e financeiras prevaletentes no momento dos cálculos.

No exercício foram reconhecidos os seguintes custos operacionais:

• com Pensões	1 798 mil euros
• com Actos Médicos	1 500 mil euros
• Outros benefícios	252 mil euros

a) Benefícios de reforma

As tabelas seguintes decompõem as variações ocorridas nas responsabilidades e nos activos do Fundo de Pensões:

Variação das responsabilidades

Descrição	2006	2005
Responsabilidade no início do período	48 794	47 667
Custo de serviço e juro	2 542	2 622
(Ganhos)/Perdas actuariais	254	3 415
Benefícios pagos	(4 673)	(4 910)
Responsabilidades no fim do período	46 917	48 794

Variação nos activos do Fundo

Descrição	2006	2005
Justo valor dos activos no início do período	35 415	32 805
Retorno dos activos	2 656	2 055
Ganhos/(Perdas) actuariais	3 310	(295)
Benefícios pagos	(1 477)	(1 459)
Contribuições da REN	1 802	2 309
Justo valor dos activos no fim do período	41 707	35 415

Insuficiência na cobertura do Fundo

Descrição	2006	2005
No início do período	13 379	14 862
No fim do período	5 210	13 379

Perdas actuariais e custo de serviços passados não reconhecidos

Descrição	2006	2005
No início do período	37 977	36 009
Amortização	(1 913)	(1 742)
(Ganhos)/Perdas – responsabilidades	254	3 415
Ganhos/(Perdas) dos activos	(3 310)	295
No fim do período	33 008	37 977

Valores reconhecidos no Activo

Descrição	2006	2005
No início do período	24 598	21 147
No fim do período	27 798	24 598

b) Cuidados médicos

As tabelas seguintes decompõem as variações ocorridas nas responsabilidades:

Variação das responsabilidades

Descrição	2006	2005
Responsabilidades no início do período	23 599	32 547
Custo de serviço e juro	1 445	2 083
Benefícios pagos	(645)	(664)
Mútua	100	109
Subsídio de funeral		(6 779)
(Ganhos)/Perdas actuariais	(1 521)	(3 699)
Responsabilidades no fim do período	22 978	23 599

Perdas actuariais não reconhecidas

Descrição	2006	2005
No início do período	10 741	15 200
Amortização	(599)	(760)
(Ganhos)/perdas – responsabilidades	(1 521)	(3 699)
No fim do período	8 621	10 741

Responsabilidades registadas nas contas (Passivo)

Descrição	2006	2005
No início do período	12 858	17 347
No fim do período	14 357	12 858

c) Outros benefícios

Variação das responsabilidades

Descrição	2006	2005
Responsabilidades no início do período	9 376	
Custo de serviço e juro	585	
Benefícios pagos	(333)	
(Ganhos)/Perdas actuariais	(478)	
Responsabilidades no fim do período	9 150	9 376

Perdas actuariais não reconhecidas

Descrição	2006	2005
No início do período		
Amortização		
(Ganhos)/perdas – responsabilidades	(478)	
No fim do período	(478)	

Responsabilidades registadas nas contas (Passivo)

Descrição	2006	2005
No início do período	9 376	
No fim do período	9 628	9 376



d) Principais pressupostos utilizados nos estudos actuariais reportados a 31 de Dezembro de 2004 e 2005

	2006	2005
Taxa anual de desconto	4,50%	4,25%
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada	10,00%	10,00%
Taxa anual de crescimento dos salários	3,30%	3,30%
Taxa anual de crescimento das pensões	2,25%	2,25%
Taxa anual de crescimento das pensões da Segurança Social	2,00%	2,00%
Taxa de inflação	2,00%	2,00%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde (durante 6 anos)	4,50%	4,50%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde (após o período de 6 anos)	4,00%	4,00%
Despesas de gestão (por funcionário/ano)	€ 233	€ 220
Taxa de crescimento das despesas de gestão até 2007	4,50%	4,50%
Taxa de crescimento das despesas de gestão após 2007	2,70%	2,70%
Taxa de rendimento (para o ano seguinte)	5,37%	7,5%
Tábua de mortalidade	TV 88/90	TV 88/90



32 – Responsabilidades contingentes

Existiam, à data de 31-12-2006, processos judiciais e reclamações em curso que ascendiam ao montante global de 28 439 mil euros; deste montante encontram-se provisionados 5 061 mil euros.

Existia ainda a responsabilidade por garantias prestadas conforme mapa seguinte:

Destino	Valor
OMEL – Para operações no mercado eléctrico espanhol de electricidade	30 000
MEFF – Para operações no mercado eléctrico espanhol de electricidade	5 000
Comunidade Europeia, ao abrigo de contratos de financiamento de investimento	643
Caução no Tribunal de Viseu para expropriação de 63 parcelas de terreno	206
Caução no Tribunal da Anadia para expropriação de 111 parcelas de terreno	432
Caução no Tribunal de Gondomar, no âmbito de um processo judicial	150
Caução no Tribunal de Penela para expropriação de 68 parcelas de terreno	665
Caução no Tribunal de Ansião para expropriação de 15 parcelas de terreno	38
Caução no Tribunal de Braga para expropriação de 65 parcelas de terreno	674
Caução no Tribunal de Castelo Branco para expropriação de 2 parcelas de terreno	126
Caução no Tribunal de Torres Vedras para expropriação de 11 parcelas de terreno	297
Caução no Tribunal de Vieira do Minho para expropriação de 29 parcelas de terreno	558
Câmara Municipal de Silves – Obras de urbanização processo 1L/03 Tunes	352
Direcção-Geral de Geologia e Energia – Cumprimento das obrigações “concessão das actividades do transporte e armazenamento do gás”	20 000
Câmara Municipal do Seixal – Garantia nos processos 7873/2006 e 7884/2006	3 853
Total	62 994

34 – Movimento de provisões

Rubricas	Saldo Inicial	Aumentos	Reduções	Saldo Final
Provisão para processos judiciais em curso	3 147	1 914		5 061
Provisão para actos médicos	12 857	1 500		14 357
Provisão para outros benef. dos trabalhadores	9 376	252		9 628
Provisão para outros encargos	4 534	40 670	4 534	40 670
Total	29 914	44 335	4 534	69 716

O aumento da provisão para outros encargos respeita à criação de uma provisão para cobertura do processo sobre dividendos da GALP, cuja decisão foi remetida para tribunal arbitral.

36 – Capital – N.º de acções e valor nominal

O capital está representado por 106 800 000 acções escriturais nominativas de 5 euros cada, encontrando-se totalmente realizado.

40 – Movimento de capitais próprios

Rubricas	Saldo Inicial	Aumentos	Reduções	Saldo Final
Capital	534 000			534 000
Ajustes de partes de capital em filiais e associadas	389			389
Reservas				
Reserva Legal	28 101	5 533		33 634
Reservas Livres	192 829	16 897	209 726	
Resultados Transitados	58 714	20 212	78 926	
Resultado Líquido do Exercício	110 658	550 051	110 658	550 051
Dividendos antecipados			87 000	-87 000
Total	924 691	592 693	486 310	1 031 074

a) A Reserva Legal não está ainda totalmente constituída nos termos da lei pelo que, no mínimo, 5% dos lucros a apropriar destinam-se à sua dotação. Em 1994 a dotação efectuada foi de 10%, e nos anos de 1995 a 2006 de 5%. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

b) Por deliberação social unânime por escrito, de 17 de Outubro, foi aprovada a distribuição de reservas e de resultados transitados, aos accionistas, no montante global de 288 652 531 euros (sendo 209 726 723 euros de “outras reservas” e 78 925 808 euros de “resultados transitados”).

Em 29 de Novembro, também por deliberação social unânime por escrito, foi aprovada a

distribuição de dividendos antecipados no montante de 87 000 000 euros.

c) O movimento, no exercício, dos Resultados Transitados foi o seguinte:

Saldo Inicial	58 714	
Transferência do Resultado do Exercício de 2005		110 658
Por aplicação em		
Reserva Legal	-5 533	
Reservas Livres	-16 897	
Dividendos	-66 395	
Distribuição de Resultados aos Trabalhadores	-1 621	
Dividendos extraordinários	-78 926	-169 372
Saldo final		0

41 – Demonstração do custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas

Rubricas	Materiais		Total
	Electricidade	Diversos	
Existências Iniciais		878	878
Compras e Produções Internas	2 793 529	710	2 794 239
Abate de Existências			
Existências Finais		945	945
Custo do Exercício	2 793 529	643	2 794 172

43 – Remunerações dos órgãos sociais

As remunerações atribuídas aos membros dos Órgãos Sociais foram as seguintes:

	2006	2005
Conselho de Administração	1 122	1 212
Mesa da Assembleia-Geral	1	2
Total	1 123	1 214

44 – Vendas e prestações de serviços

Os valores evidenciados na Demonstração dos Resultados repartem-se, por actividades e por mercados (interno/externo), da seguinte forma:

Rubricas	2006	2005
a) Vendas	3 133 556	2 880 615
de Energia Eléctrica	3 133 556	2 880 615
Mercado Interno	3 030 949	2 796 555
Mercado Externo	102 607	84 060
b) Prestação de Serviços	1 845	6 442
Mercado Interno		
de Electricidade	314	4 479
da Rede de Telecomunicações de Segurança	1 420	1 809
de Outros	111	154
Total	3 135 401	2 887 056

45 – Demonstração dos resultados financeiros

Custos e perdas	2006	2005	Proveitos e ganhos	2006	2005
Juros Suportados	40 034	30 426	Juros Obtidos	698	63
Perdas em Empresas do Grupo			Ganhos em Empresas do Grupo	7 765	386
Diferenças de Câmbio Desfavoráveis	2	8	Rendimentos de Partic. de Capital	40 670	30 351
Outros Custos e Perdas Financeiras	1 278	1 284	Rendimento de Imóveis	306	345
Resultados Financeiros	8133		Diferenças de Câmbio Favoráveis	2	9
			Descontos Pronto Pagam. Obtidos	6	2
			Outros Proveitos e Ganhos Financeiros		
			Resultados Financeiros		562
Total	49 447	31 718	Total	49 447	31 718



46 – Demonstração dos resultados extraordinários

Custos e perdas	2006	2005	Proveitos e ganhos	2006	2005
Donativos	780	1 033	Ganhos em imobilizações	524 247	5
Dívidas incobráveis		53	Benefícios de penalidades contratuais	349	72
Perdas em existências			Reduções de provisões	4 534	6 670
Perdas em imobilizações	803	90	Correcções relativas a exercícios anteriores	2 372	2 997
Multas e penalidades	31	1	Outros proveitos e ganhos extraordinários	5 357	4 937
Aumento de amortizações		343			
Correcções relativas a exercícios anteriores	9 102	471			
Outros custos e perdas extraordinários	2 654	2 595			
Resultados extraordinários	523 489	10 095			
Total	536 859	14 681	Total	536 859	14 681

a) A rubrica de “Outros Custos e Perdas Extraordinários” inclui os seguintes valores:

Designação	2006	2005
Desmontagem de linhas	869	2 229
Desmantelamento de centros electroprodutores	212	49
Insuficiência de estimativa de imposto	1 510	272
Indemnizações por despedimento		45
Outros (anulação de IVA não reembolsado)	63	
Total	2 654	2 595

b) A rubrica de “Outros Proveitos e Ganhos” Extraordinários inclui os seguintes montantes:

Designação	2006	2005
Subsídios para investimento	4 651	3 780
Venda de sucatas	550	569
Venda de equipamentos provenientes do descom. de centros electrodutores	5	588
Regularização de participação ao investimento	116	
Outros (anulação de créditos)	35	
Total	5 357	4 937



48 – Outras informações

a) Acréscimos e diferimentos

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

Acréscimos de Proveitos

Rubricas	2006	2005
Diferença tarifária – 2004		54 287
Diferença tarifária – 2005	154 173	521 013
Diferença tarifária – 2006	232 511	
Défice tarifário	263 566	
Plano de Pensões	27 797	24 598
Outros acréscimos de proveitos (energia e serviços fornecidos e não facturados no exercício)	10 074	6 239
Total	688 121	606 137

Custos diferidos

Rubricas	2006	2005
Impostos diferidos activos	13 086	39 188
Reparações e beneficiações do imobilizado	1 081	1 761
Juros e outros encargos de empréstimos	3 846	903
Outros custos diferidos (rendas, alugueres, assinaturas, quotizações)	134	45
Total	18 147	41 897

i) Os movimentos na rubrica “Reparações e Beneficiações de Imobilizado” foram os seguintes:

Designação	2006	2005
Saldo inicial	1 760	2 579
Acréscimos do exercício		
Transferências para resultados	-680	-819
Total	1 081	1 760



Acréscimos de custos

Rubricas	2006	2005
Férias e subsídios de férias	3 545	3 345
Juros e encargos a liquidar	6	812
Outros acréscimos de custos	41 290	91 304
Total	44 841	95 461

a1) Na rubrica “Outros Acréscimos de Custos” destacam-se, em 2006, as aquisições de electricidade à EDIA (4 813 mil euros), aquisições no SENV (1 469 mil euros), acerto com a Transgás (1 179 mil euros), MEFF fornecimentos da 2.ª quinzena (416 mil euros) ainda não facturados. Estão também incluídos nesta conta os montantes referentes aos custos da tarifa transfronteiriça (CBT) (33 mil euros), os custos com a Correção de Hidraulicidade de Dezembro (31 551 mil euros), e fornecimentos e serviços de terceiros efectuados em 2006 que não foram ainda facturados, destacando-se, nestes, a facturação de energia pela EDP (634 mil euros) e a facturação do contrato de manutenção com a Labelec (628 mil euros).

Proveitos diferidos

Rubricas	2006	2005
Subsídios para investimento	107 792	94 276
Direitos de superfície		
da central a gás da Tapada do Outeiro	1 797	1 890
Benefícios de potência térmica	3 616	4 115
Impostos diferidos	216 871	206 449
Outros – Diferença de aquisição da participação na REN ATLÂNTICO	6 351	
Outros – Facturação antecipada de trabalhos a realizar	171	
Total	336 598	306 730

i) As rubricas de “Subsídios para Investimento”, de “Direitos de Superfície” e de “Benefícios de Potência Térmica” apresentam os saldos acumulados dos valores recebidos, deduzidos das amortizações anuais.

b) Outros devedores e outros credores - curto prazo

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

Outros Devedores	2006	2005
Adiantamentos ao pessoal	29	25
Consultores, assessores e intermediários	1	1
Operações diversas com terceiros	55 971	13 046
Total	56 001	13 072

Outros Credores	2006	2005
Sindicatos	6	6
Credores por subscrição não liberada – REN – Serviços de Rede, S.A.	50	
Credores diversos	6 743	13 033
Total	6 799	13 039

c) Trabalhos para a própria Empresa

Decomposição dos valores evidenciados na Demonstração de Resultados:

Rubricas	2006	2005
Consumos de materiais	449	2
Encargos directos internos (nota 03.f)	7 723	7 054
Encargos de estrutura (nota 03.f)	2 746	2 655
Encargos financeiros (nota 03.e)	4 607	2 638
Total	15 525	12 349

d) Estado e outros entes públicos

Decomposição dos valores evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

	2006	2005
Saldos Credores	48 691	1 004
IRC	44 281	117
Retenção de impostos sobre o rendimento	3 880	382
Contribuições para a Segurança Social	530	505
Saldos Devedores	24 817	50 206
IVA	24 817	50 206

e) Outros devedores e outros credores médio e longo prazo

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

Designação	2006	2005
Outros Devedores		
Cauções prestadas de serviços médicos – SÁVIDA	155	155
Total	155	155
Outros Credores		
Cauções recebidas	990	990
Total	990	990



f) Inventário de participações financeiras

Unidade: euros

Empresas de Grupo	Quantidade	Valor Nominal €	Valor Unitário ajustado	Valor	% de capital detido
RENTELECOM – Comunicações, S.A.	20 000	5	32,074	641 477	100
OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.	200 000	10	22,299	4 459 787	90
REN – Gasodutos, S.A.	404 931 169	1	1,011	409 453 088	100
REN – Armazenagem, S.A.	76 385 561	1	1,014	77 451 883	100
REN ATLÂNTICO, S.A.	13 000 000	1	1,534	19 941 054	100
REN – Serviços de Rede, S.A.	50 000	1	1,00	50 000	100

g) Relações com os accionistas no exercício

A REN mantém o contrato com a Caixa Geral de Depósitos de um programa de papel comercial no valor de 530 milhões de euros.

h) Reconhecimento dos dispêndios e passivos de carácter ambiental:

Em conformidade com a Directriz Contabilística 29, foram apurados os dispêndios de carácter ambiental incorridos durante o ano de 2006:

Domínio	Valor
Gestão de resíduos	1 012
Protecção da natureza	2 003
Diminuição do ruído e vibrações (estudos de condicionamento acústico)	62
Total	3 077

Os dispêndios indicados no mapa anterior, por domínio, estão incluídos na demonstração dos resultados e referem-se às seguintes acções levadas a cabo pela empresa:

- a) Gestão e monitorização de resíduos industriais incluindo o seu transporte e tratamento (1 012 mil euros). Desta acção resultou um proveito da venda de sucatas no valor de 550 mil euros;
- b) No domínio da protecção da natureza os custos referem-se à requalificação de corredores de linhas desactivadas (869 mil euros), integração paisagística de subestações em exploração (178 mil euros), protecção da avifauna (430 mil euros), limpeza da floresta nas faixas de linhas (438 mil euros), estudos sobre campos electromagnéticos (15 mil euros), gestão e monitorização de recursos hídricos (42 mil euros) e acções de informação (31 mil euros).

Não existe qualquer reconhecimento de passivos de carácter ambiental.

DIVISÃO FINANCEIRA E PATRIMÓNIO

O Técnico de Contas
N.º 30 375
Maria Teresa Martins

O Director Coordenador
Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

José Rodrigues Pereira dos Penedos – Presidente
Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Anibal Durães dos Santos
Henrique Joaquim Gomes
Paulo José Jubilado Soares de Pinho



DOCUMENTOS DE CERTIFICAÇÃO DAS CONTAS

- 159 DOCUMENTOS DE CERTIFICAÇÃO DAS CONTAS
- 160 Certificação legal das contas
- 161 Certificação legal das contas consolidadas
- 162 Relatório e parecer do fiscal único
- 163 Relatório e parecer do fiscal único sobre as contas consolidadas do exercício de 2006
- 164 Relatório de auditoria
- 166 Extracto da Acta da Assembleia-Geral de Accionistas da REN, SGPS, S.A.

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS

INTRODUÇÃO

1. Examinámos as demonstrações financeiras anexas da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2006 (que evidencia um total de balanço de milhares de € 3 342 989 (2005: milhares de € 2 974 811) e um total de capital próprio de milhares de € 1 031 074 (2005: milhares de € 924 691), incluindo um resultado líquido de milhares de € 550 051 (2005: milhares de € 110 657 784)), as Demonstrações dos Resultados por naturezas e funções e a Demonstração dos fluxos de caixa do exercício findo naquela data e os correspondentes Anexos.

RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração a preparação de demonstrações financeiras que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da Empresa e o resultado das suas operações e os fluxos de caixa, bem como a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados e a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado.
3. A nossa responsabilidade consiste em expressar uma opinião profissional e independente, baseada no nosso exame daquelas demonstrações financeiras.

ÂMBITO

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas e as Directrizes Técnicas da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que o mesmo seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras estão isentas de distorções materialmente relevantes. Para tanto, o referido exame incluiu:

- a verificação, numa base de amostragem do suporte das quantias e divulgações constantes das demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação;

- a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias;
- a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade; e
- a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras.

5. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

OPINIÃO

6. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas apresentam, de forma verdadeira e apropriada em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A, em 31 de Dezembro de 2006, e o resultado das suas operações e os fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites.

Lisboa, 12 de Março de 2007

Luis Borges de Assunção
(Revisor Oficial de Contas n.º 114)

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS CONSOLIDADAS

INTRODUÇÃO

1. Examinámos as demonstrações financeiras consolidadas anexas de REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., as quais compreendem o Balanço Consolidado em 31 de Dezembro de 2006 (que evidencia um total de balanço milhares de € 3 969 179 2005: milhares de € 2 977 717 e um total de capital próprio de milhares de € 1 031 074 (2005: milhares de € 924 691)), incluindo um resultado líquido consolidado de milhares de € 550 051 (2005: milhares de € 110 658)), as Demonstrações Consolidadas dos Resultados por naturezas e por funções, a Demonstração Consolidada dos fluxos de caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração a preparação de demonstrações financeiras consolidadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados, bem como a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados e a manutenção de sistemas de controlo interno apropriados.
3. A nossa responsabilidade consiste em expressar uma opinião profissional e independente, baseada no nosso exame daquelas demonstrações financeiras.

ÂMBITO

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que o mesmo seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras consolidadas estão isentas de distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu:

- a verificação das demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação terem sido apropriadamente examinadas tendo-se verificado numa base de amostragem, o suporte das quantias e divulgações nelas constantes e avaliaram-se das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação;
- a verificação das operações de consolidação e da aplicação do método da equivalência patrimonial;
- a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas, a sua aplicação uniforme e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias;
- a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade; e
- a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

5. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

OPINIÃO

6. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras consolidadas apresentam de forma verdadeira e apropriada em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira consolidada de REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., em 31 de Dezembro de 2006, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites.

Lisboa, 12 de Março de 2007

Luis Borges de Assunção
(Revisor Oficial de Contas n.º 114)

RELATÓRIO E PARECER DO FISCAL ÚNICO

No cumprimento das disposições legais e estatutárias, vem o Fiscal Único da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A emitir os seus Relatório e Parecer sobre os documentos de prestação de contas elaborados pelo Conselho de Administração, relativos ao exercício de 2006.

No desempenho das suas funções, o Fiscal Único acompanhou a gestão e o funcionamento da Empresa, com o detalhe considerado conveniente, nomeadamente através da apreciação das Actas do Conselho de Administração, com quem reuniu diversas vezes, bem como pelos contactos regulares mantidos com membros do mesmo Conselho e responsáveis por Departamentos da Empresa.

O Fiscal Único manifesta o seu reconhecimento pela disponibilidade e total abertura que sempre caracterizaram os referidos contactos.

Emitimos a Certificação Legal das Contas, nesta data.

Da análise dos documentos elaborados pelo Conselho de Administração que incluem o Relatório de Gestão, o Balanço, as Demonstrações dos Resultados por naturezas e funções, a Demonstração dos Fluxos de Caixa e os respectivos anexos, o Fiscal Único conclui que reflectem com exactidão a situação económica e financeira da Empresa em 31 de Dezembro de 2006; merecendo igualmente a sua concordância os princípios contabilísticos e os critérios valorimétricos adoptados.

Nestes termos, o Fiscal Único é de parecer que a Assembleia-Geral aprove:

1. O Relatório de Gestão e as Contas relativos ao exercício de 2006 apresentados pelo Conselho de Administração;
2. A proposta de aplicação dos resultados constante do Relatório de Gestão

Lisboa, 12 de Março de 2007

O Fiscal Único
Luis Borges de Assunção
(Revisor Oficial de Contas n.º 114)

RELATÓRIO E PARECER DO FISCAL ÚNICO SOBRE AS CONTAS CONSOLIDADAS DO EXERCÍCIO DE 2006

Senhores Accionistas,

Nos termos da lei e dos estatutos da Sociedade, apresentamos a V. Exas. no desempenho das funções de Fiscal Único de REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A, o nosso relatório e parecer sobre as contas consolidadas e o relatório consolidado de gestão apresentados pelo Conselho de Administração, relativos ao exercício de 2006.

No final do ano, examinámos o Balanço Consolidado, as Demonstrações Consolidadas dos Resultados por naturezas e por funções, a Demonstração Consolidada dos Fluxos de Caixa e respectivo Anexo sobre as contas consolidadas, documentos que estão em conformidade com as disposições legais aplicáveis e apresentam de forma verdadeira e apropriada a situação financeira das empresas englobadas na consolidação.

Apreciámos o Relatório Consolidado de Gestão elaborado pelo Conselho de Administração que é concordante com as contas consolidadas do exercício.

Os esclarecimentos que solicitámos, foram-nos sempre prestados com prontidão.

Emitimos a Certificação Legal das Contas, com data de 12 de Março de 2007, que nos termos da lei fica a fazer parte integrante deste relatório e parecer.

Face ao referido anteriormente e à Certificação Legal das Contas, somos de PARECER que:

- Aproveis o Relatório Consolidado de Gestão, o Balanço Consolidado, as Demonstrações dos Resultados Consolidados por naturezas e por funções, a Demonstração dos Fluxos de Caixa Consolidada e o respectivo Anexo sobre as contas consolidadas, relativos a 2006.

Lisboa, 12 de Março de 2007

O Fiscal Único
Luis Borges de Assunção
(Revisor Oficial de Contas n.º 114)

RELATÓRIO DE AUDITORIA

INTRODUÇÃO

1. Examinámos as demonstrações financeiras da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2006, (que evidencia um total de 3 342 989 milhares de euros e um total de capital próprio de 1 031 074 milhares de euros, incluindo um resultado líquido de 550 051 milhares de euros), as Demonstrações dos resultados, por naturezas e por funções, e a Demonstração dos fluxos de caixa do exercício findo naquela data, e os correspondentes Anexos.

RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração a preparação de demonstrações financeiras que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da Empresa, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa, bem como a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados e a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado.
3. A nossa responsabilidade consiste em expressar uma opinião profissional e independente, baseada no nosso exame daquelas demonstrações financeiras.

ÂMBITO

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que o mesmo seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras não contêm distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu:
(i) a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e divulgações constantes das demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação; (ii) a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias; (iii) a verificação da aplicabilidade do princípio

da continuidade; e (iv) a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras.

5. O nosso exame abrangeu também a verificação da concordância da informação financeira constante do relatório de gestão com as demonstrações financeiras.
6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

OPINIÃO

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. em 31 de Dezembro de 2006, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal.

Lisboa, 12 de Março de 2007

PricewaterhouseCoopers & Associados, SROC, Lda.
representada por: Jorge Manuel Santos Costa, R.O.C.

RELATÓRIO DE AUDITORIA

INTRODUÇÃO

1. Examinámos as demonstrações financeiras consolidadas da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., as quais compreendem o Balanço consolidado em 31 de Dezembro de 2006, (que evidencia um total de 3 969 179 milhares de euros, um total de interesses minoritários de 8 515 milhares de euros e um total de capital próprio de 1 031 074 milhares de euros, incluindo um resultado líquido de 550 051 milhares de euros), as Demonstrações consolidadas dos resultados, por naturezas e por funções, e a Demonstração consolidada dos fluxos de caixa consolidada do exercício findo naquela data, e os correspondentes anexos.

RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração a preparação de demonstrações financeiras consolidadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados, bem como a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados e a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado.
3. A nossa responsabilidade consiste em expressar uma opinião profissional e independente, baseada no nosso exame daquelas demonstrações financeiras consolidadas.

ÂMBITO

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que o mesmo seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras consolidadas não contêm distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu: (i) a verificação de as demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação terem sido apropriadamente examinadas

e, para os casos significativos em que o não tenham sido, a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e divulgações nelas constantes e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação; (ii) a verificação das operações de consolidação; (iii) a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias; (iv) a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade; e (v) a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

5. O nosso exame abrangeu também a verificação da concordância da informação financeira consolidada constante do relatório consolidado de gestão com as demonstrações financeiras consolidadas.
6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

OPINIÃO

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras consolidadas apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira consolidada da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. em 31 de Dezembro de 2006, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos consolidados de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal.

Lisboa, 12 de Março de 2007

PricewaterhouseCoopers & Associados, SROC, Lda.
representada por: Jorge Manuel Santos Costa, R.O.C.

EXTRACTO DA ACTA DA ASSEMBLEIA-GERAL DE ACCIONISTAS DA REN, SGPS, S.A.

ACTA N.º 2/2007

“... Solicitou então a palavra o representante da Caixa Geral de Depósitos que apresentou uma proposta conjunta com a Parpública, alternativa à apresentada pelo Conselho de Administração, com o seguinte teor:

“O accionista Parpública (SGPS), S.A. propõe que o resultado líquido do exercício de 2006, apurado nas contas individuais da REN SGPS, S.A. no montante de 550 050 502 euros, tenha a seguinte aplicação:

- | | |
|-------------------------------|-------------------|
| • Para Reserva Legal | 27 502 525 euros |
| • Para Outras Reservas | 83 992 712 euros |
| • Para Dividendos | 184 000 000 euros |
| • Para Resultados Transitados | 254 555 265 euros |

Esclareceram ainda os proponentes que a sua proposta compreendia nos mesmos termos que a do Conselho de Administração a distribuição de resultados a trabalhadores, no montante de €1 735 811.

(...)

A palavra foi ainda concedida ao representante da Parpública que expressou o seu reconhecimento ao Conselho de Administração pelo trabalho desenvolvido e resultados obtidos no exercício de 2006.

(...) e submeteu à votação a única proposta ainda pendente, apresentada em conjunto pela Parpública e pela Caixa Geral de Depósitos, com o referido esclarecimento relativo à distribuição de resultados aos trabalhadores, proposta essa que mereceu aprovação unânime dos accionistas presentes.”



ANEXOS

169	ANEXOS
170	Alguns diplomas relativos ao sector energético publicados em 2006
172	Principais indicadores económico-financeiros
172	Evolução dos investimentos anuais a preços correntes
173	Alguns indicadores dos sistemas energéticos

174	CHAVE DE SIGLAS E UNIDADES
-----	----------------------------

ANEXOS

ALGUNS DIPLOMAS RELATIVOS AO SECTOR ENERGÉTICO PUBLICADOS EM 2006

Decreto-Lei n.º 29/2006, DR 33 Série I-A, de 15 de Fevereiro.

Estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional, bem como ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, e revoga a Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro.

Decreto-Lei n.º 30/2006, DR 33 Série I-A, de 15 de Fevereiro.

Estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), bem como ao exercício das actividades de recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural, e à organização dos mercados de gás natural, transpondo, parcialmente, para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Directiva n.º 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de Junho.

Portaria n.º 387/2006, DR 79 Série I-B, de 21 de Abril.

Emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade Europeia. Estabelece as regras relativas à atribuição de licenças de emissão a novas instalações.

Portaria n.º 643/2006, DR 121 Série I-B, de 26 de Junho.

Adita os n.ºs 17.º, 18.º, 19.º, 20.º, 21.º e 22.º à Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, que autoriza a atribuição da licença de comercialização de energia eléctrica de

agentes externos. Revoga o n.º 17.º da Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, DR 125 Série I-B, de 30 de Junho.

Autoriza a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., a proceder à constituição de novas sociedades, cujo objecto visa assegurar o exercício das concessões do serviço público de transporte de gás natural em alta pressão, de armazenamento subterrâneo de gás natural e de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural na forma liquefeita, no âmbito do Sistema Nacional de Gás Natural.

Decreto-Lei n.º 140/2006, DR 143 Série I, de 26 de Julho.

Desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das actividades de transporte, armazenamento subterrâneo, recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, à distribuição e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural, e que completa a transposição da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho.

Decreto-Lei n.º 172/2006, DR 162 Série I, de 23 de Agosto.

Desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema eléctrico nacional (SEN), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 105/2006, DR 162 Série I, de 23 de Agosto.

Aprova a minuta do contrato de concessão do serviço público de transporte de gás natural através da rede

de alta pressão a celebrar entre o Estado Português e a sociedade REN – Gasodutos, S. A.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 106/2006, DR 162 Série I, de 23 de Agosto.

Aprova a minuta do contrato de concessão do serviço público da recepção, armazenamento e regaseificação no terminal de gás natural liquefeito (GNL) de Sines, a celebrar entre o Estado Português e a sociedade REN ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2006, DR 162 Série I, de 23 de Agosto.

Aprova a minuta do contrato de concessão de serviço público de armazenamento subterrâneo de gás natural em três cavidades situadas em Guarda Norte, Carriço, concelho de Pombal, a celebrar entre o Estado Português e a sociedade REN – Armazenagem, S.A.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 108/2006, DR 162 Série I, de 23 de Agosto.

Aprova a minuta do contrato modificado da concessão de serviço público de armazenamento subterrâneo de gás natural no sítio da Guarda Norte, Carriço, no concelho de Pombal, a celebrar entre o Estado Português e a Transgás Armazenagem, S.A., relativamente às cavidades que esta detém ou venha a construir.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 109/2006, DR 162 Série I, de 23 de Agosto.

Aprova a minuta do contrato a celebrar entre o Estado Português e a TRANSGÁS – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A., que regula a modificação do contrato de concessão celebrado entre estas partes em 14 de Outubro de 1993, definindo as actividades cujo exercício a TRANSGÁS – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A., mantém e aquelas que passa a exercer, directa ou indirectamente, em regime de concessão e de licença, bem como as actividades de que dá quitação.

Portaria n.º 930/2006, DR 173 Série I, de 7 de Setembro.

Aprova o modelo de licença de comercialização de gás natural de último recurso.

Despacho n.º 19624-A/2006, DR 185 Série II, Suplemento de 25 de Setembro.

No âmbito do Sistema Nacional de Gás Natural, delibera

aprovar o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações e o Regulamento da Qualidade de Serviço.

Portaria n.º 1074/2006, DR 191 Série I, de 3 de Outubro.

Cria uma reserva de 800 MW destinada à produção de energia eléctrica a partir de carvão com reduzidos níveis de emissão de gases de efeito de estufa.

Portaria n.º 1202/2006, DR 216 Série I, de 9 de Novembro.

Aprova o Regulamento de Gestão do Fundo Português de Carbono.

Decreto-Lei n.º 228/2006, DR 225 Série I, de 22 de Novembro.

Aprova o processo de reprivatização de parte do capital social da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Portaria n.º 1295/2006, DR 225 Série I, de 22 de Novembro.

Aprova o modelo de licença de comercialização de gás natural de último recurso, previsto no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

Portaria n.º 1296/2006, DR n.º 225 Série I, de 22 de Novembro.

Define os requisitos de licenças de distribuição local de gás natural em regime de serviço público através de exploração de redes locais, respectiva atribuição, transmissão e regime de exploração. Procede ainda à aprovação do respectivo modelo de licença.

Resolução da Assembleia da República n.º 66/2006, DR 234 Série I, de 6 de Dezembro.

Constituição de uma comissão eventual para a política energética.

Decreto-Lei n.º 237-B/2006, DR 241 Série I, de 18 de Dezembro.

Define as regras aplicáveis à recuperação e transmissibilidade do défice tarifário e dos ajustamentos tarifários; define ainda o regime aplicável aos ajustes tarifários para as regiões autónomas; dá nova redacção ao artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

PRINCIPAIS INDICADORES ECONÓMICO-FINANCEIROS

Alguns indicadores relevantes

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
DE SITUAÇÃO FINANCEIRA							
Solvabilidade Total							
Activo/Passivo	2,2	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4
Autonomia Financeira							
Capital Próprio/Activo (%)	54,2	38,1	39,0	38,1	34,4	31,8	28,2
Estrutura Financeira							
Passivo Financeiro/Capital Próprio (%)	43,4	97,6	91,6	94,2	121,0	143,8	166,8
Grau de endividamento							
Passivo/Capital Próprio	0,8	1,6	1,6	1,6	1,9	2,1	2,5
Liquidez Geral*							
Capitais Circ./Passivo Curto Prazo (%)	102,2	103,6	109,7	70,8	67,0	89,7	76,6
Cobertura do Imobilizado*							
Capitais Permanentes/Activo Fixo (%)	91,7	86,3	87,6	75,2	73,6	78,9	68,5
Cobertura do Investimento							
EBITDA/Investimento Corpóreo	3,7	2,4	2,0	1,7	1,4	1,2	1,1
Cobertura de Encargos Financeiros							
EBITDA/Encargos Financeiros	14,4	5,0	7,3	11,5	7,3	8,2	5,8
Desvios Tarifários/Activo Circulante (%)							
	23,3	47,0	52,6	51,2	55,1	59,4	59,8
DE RENDIBILIDADE							
Rendibilidade dos Capitais Próprios							
Resultados Líquidos/Capitais Próprios (%)	6,5	6,1	8,5	11,4	8,1	12,4	56,2
Rendibilidade dos Capitais Investido (ROIC)							
Resultado Operac. após imposto/Cap. Próp.+Div. Financ.(%)	5,3	4,4	5,4	6,6	4,6	4,8	5,4
OUTROS INDICADORES							
V.A.B. per capita (Milhares de Euros)							
V.A.B./N.º Médio Efectivos	324	343	388	421	405	459	322

* Valores corrigidos

EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS ANUAIS A PREÇOS CORRENTES

Ano	Milhões de Euros			Composição (%)	
	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos Totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros
1994	55,3	5,7	60,9	90,7	9,3
1995	58,0	9,4	67,4	86,1	13,9
1996	62,3	4,1	66,4	93,8	6,2
1997	54,0	3,7	57,6	93,6	6,4
1998	41,2	3,3	44,6	92,5	7,5
1999	49,2	2,2	51,4	95,7	4,3
2000	43,4	2,3	45,7	94,9	5,1
2001	67,4	3,4	70,7	95,3	4,7
2002	95,6	4,1	99,7	95,9	4,1
2003	115,3	3,0	118,3	97,5	2,5
2004	134,5	2,6	137,1	98,1	1,9
2005	212,8	2,6	215,4	98,8	1,2
2006	243,1	4,6	246,7	98,5	1,9

ALGUNS INDICADORES DOS SISTEMAS ENERGÉTICOS

Exploração da Rede Eléctrica e da Rede de Transporte de Gás

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	Evolução 2006/2005
EXPLORAÇÃO DA REDE ELÉCTRICA								
Produção Hidráulica	GWh	13 394	7 261	14 670	9 216	4 523	10 204	126%
Centrais SEP	"	12 607	6 764	13 965	8 818	4 360	9 708	123%
Centrais SENV (EDP)	"	787	497	705	398	163	496	204%
Produção Térmica	"	24 313	29 357	22 394	25 749	30 621	25 478	-17%
Centrais SEP	"	24 313	29 357	22 190	22 331	25 533	19 750	-23%
Centrais SENV	"			204	3 418	5 088	5 728	13%
Produção Total	"	37 707	36 618	37 064	34 965	35 144	35 682	2%
Trocas com o Estrangeiro (Saldo)	"	239	1 899	2 794	6 480	6 820	5 441	-20%
Produção em regime especial	"	2 554	2 820	3 688	4 463	6 545	8 752	34%
Consumo em Bombagem Hidroeléctrica	"	485	670	485	408	568	703	24%
Consumo Total*	"	40 015	40 667	43 061	45 500	47 940	49 172	3%
Evolução anual		5,5%	1,6%	5,9%	5,7%	5,4%	2,6%	
Evolução corr. temp. e dias úteis		5,6%	2,6%	4,3%	4,5%	4,7%	3,2%	
Ponta Máxima								
Rede Produção e Transporte	MW	7 057	6 619	7 310	7 453	7 632	7 836	3%
	dia/mês	17/Dez	1/Set	15/Jan	9/Dez	1/Mar	30/Jan	
Rede Pública Total	MW	7 466	7 394	8 046	8 250	8 528	8 804	3%
	dia/mês	17/Dez	12/Dez	15/Jan	9/Dez	27/Jan	30/Jan	
Potência instalada SEP+SENV	MW	9 069	9 012	9 392	9 893	10 434	10 434	0%
Hidráulica	"	4 214	4 157	4 277	4 386	4 582	4 582	0%
Térmica	"	4 855	4 855	5 115	5 507	5 852	5 852	0%
Potência instalada PRE	"	977	1 168	1 406	1 854	2 391	3 182	33%
Coefficiente de Produtibilidade Hidroeléctrica								
Ano civil		1,19	0,76	1,33	0,83	0,41	0,98	139%
Ano hidrológico		0,41	1,58	1,53	0,52	0,60	1,82	203%
Armazenamento final nas albufeiras	GWh	1 153	2 170	1 636	1 377	1 565	2 312	48%
Comprimento da rede	km	6 195	6 438	6 544	6 489	6 657	7 018	5%
400 kV	"	1 235	1 301	1 403	1 454	1 500	1 507	0%
220 kV	"	2 599	2 717	2 704	2 838	2 875	3 080	7%
150 kV	"	2 361	2 421	2 438	2 198	2 282	2 431	6%
60 kV	"	-	-	-	-	-	-	
Potência instalada em subestações	MVA	17 052	17 667	19 165	19 398	19 968	21 135	6%
Transformação	"	10 781	11 266	11 744	11 977	12 547	13 264	6%
Auto-transformação	"	6 271	6 401	7 421	7 421	7 421	7 871	6%
EXPLORAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS								
Entradas de Gás	GWh	32 693	39 259	38 292	47 818	54 154	50 971	-6%
Badajoz	"	28 732	35 136	31 850	27 791	30 433	23 432	-23%
Badajoz (Enagás - trânsito)	"	3 961	4 122	4 542	4 390	4 403	4 391	0%
Terminal de Sines (GPL)	"	0	0	1 900	15 637	19 318	23 148	20%
Saídas de Gás	"	32 653	39 019	38 040	47 420	52 347	50 441	-4%
Produção de electricidade	"	12 688	16 050	13 107	19 963	23 286	20 115	-14%
Grande Indústria	"	10 975	13 041	14 122	14 966	16 919	17 671	4%
Distribuição	"	5 037	5 809	6 525	7 199	7 658	8 113	6%
Consumo nacional	"	28 700	34 899	33 754	42 127	47 863	45 900	-4%
Valença do Minho – Exportação	"	0	0	0	908	74	150	103%
Valença do Minho (Enagás trânsito)	"	3 953	4 121	4 286	4 386	4 409	4 391	0%
Comprimento da RNTGN								
Gasoduto em alta pressão (84 bar)	km	1 029	1 105	1 194	1 218	1 218	1 218	0%

* Consumos referidos à produção líquida

CHAVE DE SIGLAS E UNIDADES

SIGLAS

A	Activo	IMIT	Imposto Municipal sobre as Transmissões Onerosas de Imóveis
AT	Alta Tensão	Int. min.	Interesses minoritários
BCE	Banco Central Europeu	IOPS	Instituições Oficiais de Previdência Social
BEI	Banco Europeu de Investimento	IP	Internet Protocol
CAE	Contrato de Aquisição de Energia	IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
CE	Comissão Europeia	ITC	Inter TSO Compensation
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão	IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
CIGRÉ	Conferência Internacional das Grandes Redes Eléctricas	I&D	Investigação e desenvolvimento
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários	MLP	Médio e Longo Prazo
C.P.	Curto Prazo	MAT	Muito Alta Tensão
CP	Capital Próprio	MEFF	Mercado Espanhol de Opções e Futuros Financeiros
CPR	Companhia Portuguesa de Rating, S.A.	MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
Dec.	Decreto	OCDE	Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Económico
DGGE	Direcção-Geral de Geologia e Energia	OMEL	Compañia Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.
DR	Diário da República	OMI	Operador do Mercado Ibérico de Energia
DRS	Disaster Recovery System	OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.
DWDM	Dense Wavelength Division Multiplexing	OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.
EBITDA	Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization	PIB	Produto Interno Bruto
EDP	Energias de Portugal, S.A.	PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
EF	Encargos Financeiros	POC	Plano Oficial de Contabilidade Português
EGIG	European Gas pipeline Incident data Group	PPEC	Plano para a Promoção da Eficiência no Consumo de electricidade
ENF	Energia não fornecida	PRE	Produtores em Regime Especial
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas	RAB	Regulatory Asset Base
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos	RCCP	Rendibilidade Corrente dos Capitais Próprios
ETSO	European Transmission System Operators	RDI	Rede de dados industrial
EUA	European Union Allowances	RECS	Renewable Energy Certificate System
EURELECTRIC	Agrupamento Europeu de Empresas de Electricidade	RENTELECOM	RENTELECOM – Comunicações, S.A.
FER	Directiva sobre Fontes de Energia Renovável	RFL	Return From Leverage
GDP	Gás de Portugal, SGPS, S.A.	RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
GEE	Gases com efeito de estufa	RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
GN	Gás natural	RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
GNL	Gás natural liquefeito		
GRM	Estação de regulação e medida		
IFRS	Normas internacionais de relato financeiro		
IHPC	Índice Harmonizado de Preços do Consumidor		

RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RO	Resultado Operacional
ROA	Rendibilidade Operacional do Activo
RQS	Regulamento de Qualidade de Serviço
SAP	Sistema de Aplicações e Produtos para processamento de dados
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SGNL	Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A.
SGPS	Sociedade Gestora de Participações Sociais
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TEE	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica
TEN	Trans European Networks
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TSO	Transmission System Operators
UCTE	União para a Coordenação do Transporte de Electricidade
UE	União Europeia
UGS	Tarifa de Uso Geral do Sistema
URT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
VAB	Valor Acrescentado Bruto

UNIDADES

bcm	10 ⁹ metros cúbicos
cent.€	cêntimos de euro
EUR	euro
€	euro
GHz	gigahertz
GJ	gigajoule
GW	gigawatt
GWh	gigawatt hora
k€	milhares de euros
km	quilómetro
kV	quilovolt
kWh	quilowatt hora
m ³	metro cúbico
m ³ (n)	metro cúbico normal (volume de gás medido a 0° Celsius e à pressão de 1 atmosfera)
M€	milhões de euros
mEuros	milhares de euros
MVA	megavolt-ampere
Mvar	megavolt-ampere reactivo
MW	megawatt
MWh	megawatt hora
p.b.	pontos base
p.p.	pontos percentuais
s	segundo
t	tonelada
tcm	10 ¹² metros cúbicos
tec	tonelada equivalente de carvão
TWh	terawatt-hora
USD	dólar americano
US\$	dólar americano

Rede Nacional de Transporte de ELECTRICIDADE Portugal

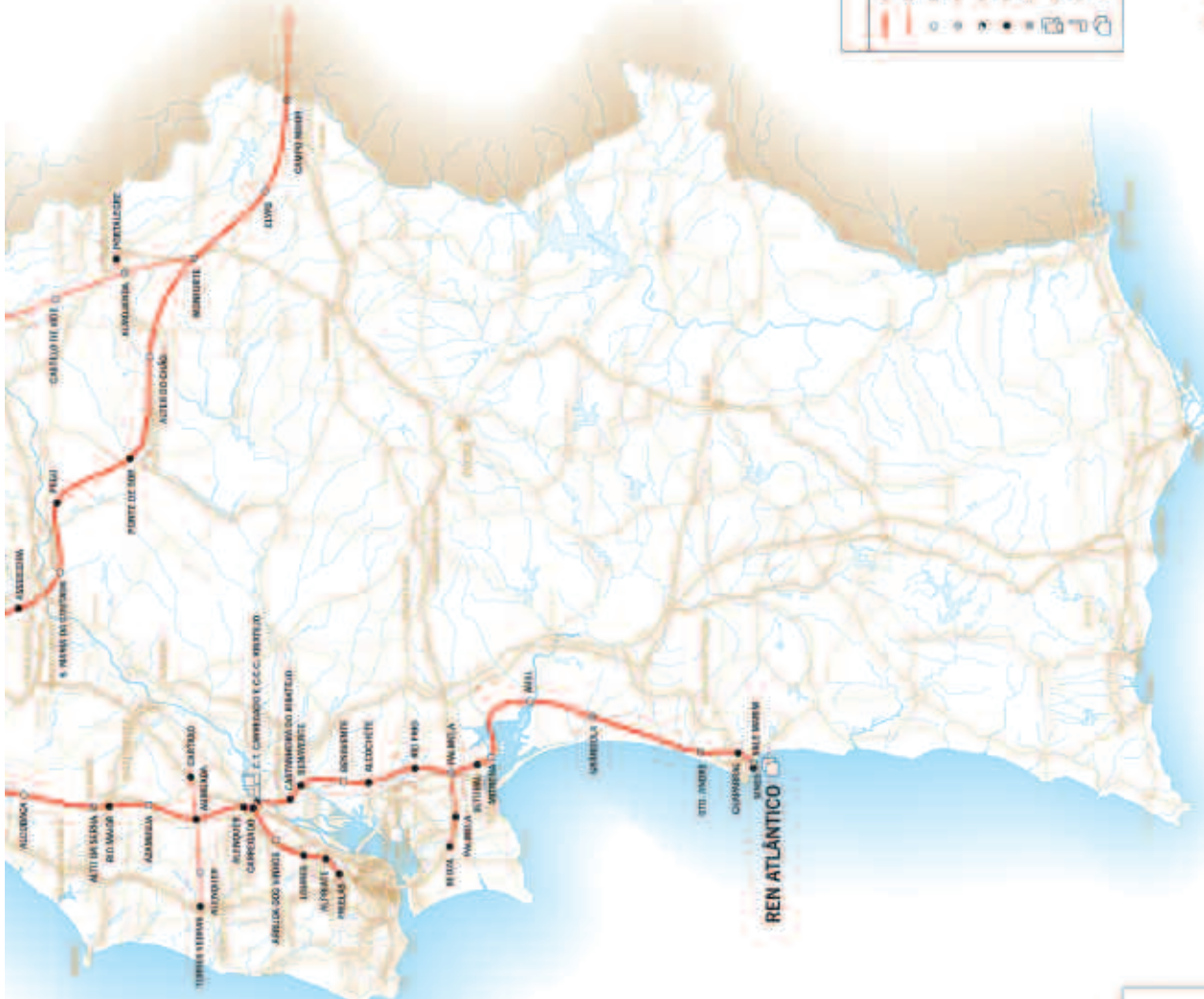
1 de Janeiro de 2007



Rede Nacional de Transporte de GÁS NATURAL Portugal

1 de Janeiro de 2007





LEGENDA

- GASEDUTO > 300
- GASEDUTO < 300
- ESTACION DE SECCIONAMENTO (SE)
- ESTACION DE MEDICAO (EM)
- ➔ PONTO DE ENTORNO (PE)
- ESTACION DE REGULACAO DE PRESSAO E PRESSAO INVERSA
- ESTACION DE TRANSFERENCIA DE CLASSE (ETC)
- 🏠 ANTAZAMENTO SUBTERRANEO
- 🏠 CENTRAL TERMICA
- 🏠 TERMINAL DE GAS



REN-Gasodutos, S.A.
 Estrada Nacional 116,
 2674-508 Bucelas
 Tel. 21 968 8200
 Fax 21 968 7362
www.ren.pt

Design, Producao e Mapa de Portugal: © CLUMATE, LDA
 (REN) - (REN) - Geodetic, S.A.
 © CLUMATE Design e Mapas Topograficos, LDA
 Largo Sarmal Denis, 2-E - 1500-652 Lisboa
 Tel. 21 772 3136 Fax 21 772 3128
email@clumate.pt www.clumate.pt

EDIÇÃO

REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
Av. Estados Unidos da América, 55
1749-061 Lisboa
Tel.: 21 001 35 00
Fax: 21 001 33 10
www.ren.pt

COORDENAÇÃO

Divisão de Comunicação e Imagem

CONCEPÇÃO, DESIGN E PRODUÇÃO GRÁFICA

PLINFO Informação
Tel.: 21 793 62 65
plinfo@plinfo.pt
www.plinfo.pt

FOTOGRAFIA

Fototeca REN
José Antunes pág. 58
Carlos Noronha

TIRAGEM

1 500 exemplares

ISSN

1646-7612

DEPÓSITO LEGAL

260481/07

