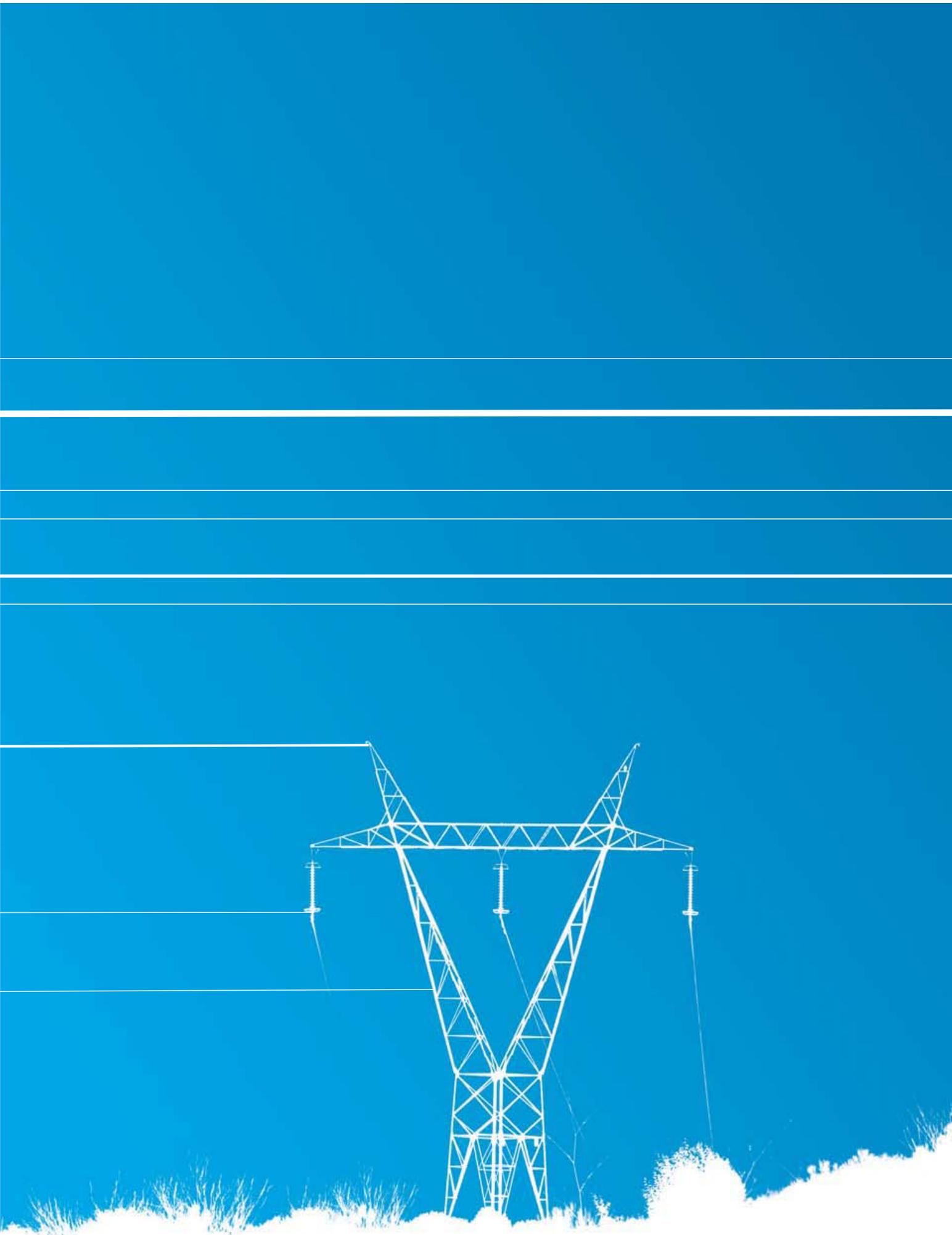


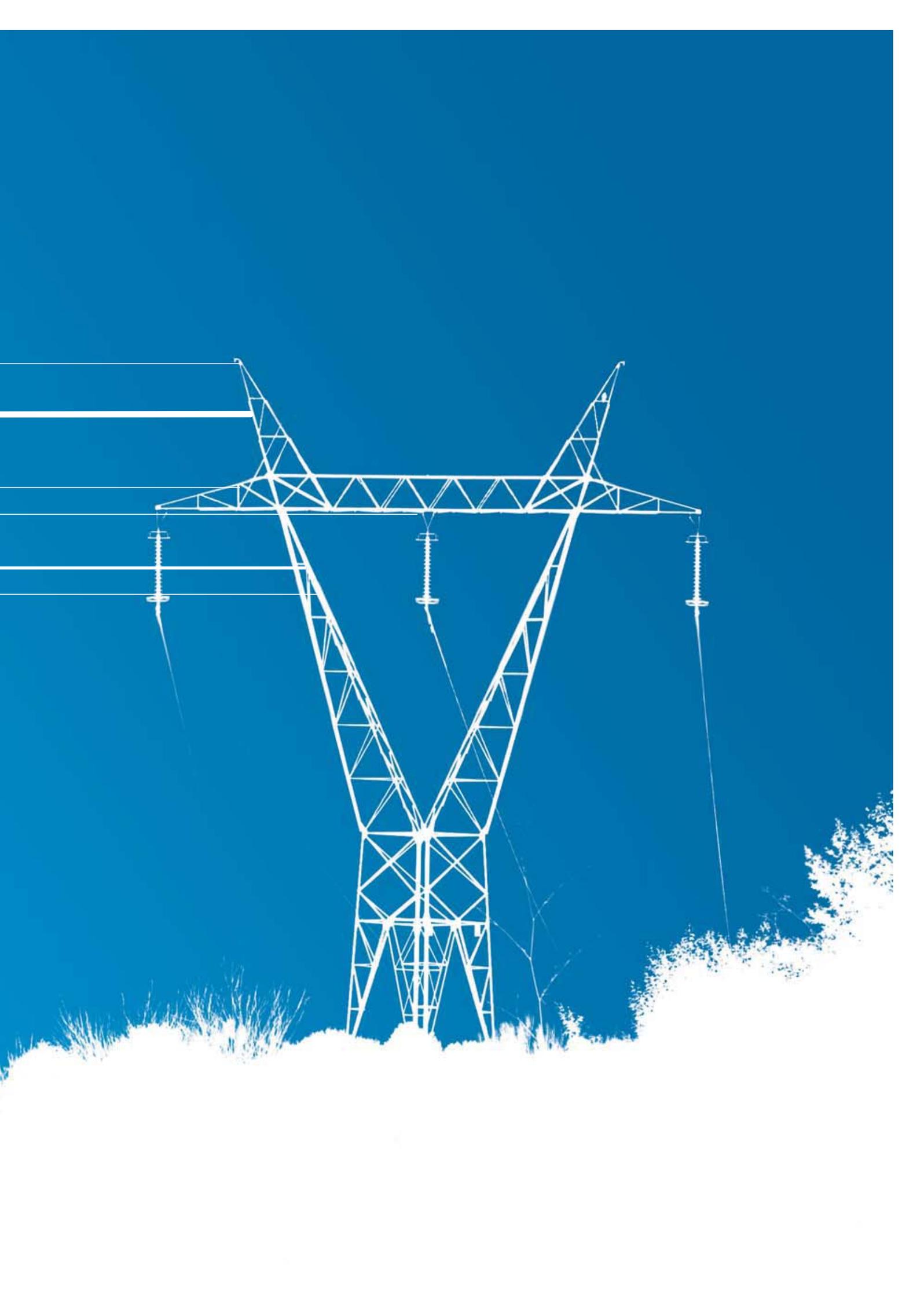


Relatório e Contas
2005

ren

Rede Eléctrica Nacional, S.A.







Índice

Mensagem do Presidente	6
Indicadores Principais	10
Aspectos Relevantes do Ano	17
Missão, Visão e Valores	18
Compromisso com a Comunidade	19
Estrutura da Empresa	20
Accionista	20
Organizativa	21
Órgãos Sociais e Corpo Directivo da REN, S.A.	22
Relatório de Gestão	
Enquadramento Macroeconómico	26
O Mercado Eléctrico Europeu	30
Os Desafios do Mercado Nacional	38
Actividade da REN em 2005	48
Regulação Económica	48
Rede Nacional de Transporte	52
Exploração da RNT	52
Evolução da RNT	55
Principais Investimentos em Curso	56
A Produção em Regime Especial	58
Telecomunicações e Sistemas de Informação	59
Telecontagem de Energia Eléctrica	60
RENTELECOM	62
OMIP	63
Evolução Económica e Financeira	65
Considerações Finais	80
Documentos de Prestação de Contas	83
Documentos de Apreciação e Certificação	119
Anexos	127



Mensagem do Presidente

A REN, S.A. teve, no exercício de 2005, o melhor desempenho operacional de sempre, de par com o melhor desempenho económico, expresso no resultado líquido gerado de 110,7 M€ (milhões de euros).

A qualidade operacional é traduzida por indicadores agregados da continuidade do serviço de transmissão de energia eléctrica, dos quais releva o Tempo de Interrupção Equivalente, TIE, que atingiu 0,49 minutos, deduzido o efeito dos incêndios, o que situa a empresa, em contexto europeu, ao melhor nível das suas congéneres.

Num país que continua a ser fustigado sazonalmente por uma praga, que são os incêndios florestais, pode dizer-se que a Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) tem estado sujeita a prova excepcional de resistência - que mais uma vez foi ganha. Cerca de 43% dos 321 incidentes registados na RNT foram directamente provocados por incêndios, tendo triplicado relativamente a 2003 e multiplicado por seis relativamente a 2004. Apesar deste elevado número de incidentes, apenas quatro provocaram interrupção de consumos na ordem de 21 MWh,

sendo os restantes 37,2 MWh devidos a outras causas, designadamente de origem atmosférica.

Realça-se a melhoria ocorrida na rede a 150 kV, como resultado dos *upratings* que têm vindo a ser executados em linhas críticas, sobretudo atendendo ao papel que esta rede continuará a ter como malha de recepção da energia eólica.

É esta uma razão acrescida para destacar o nível de investimento sustentadamente crescente, nos últimos anos e que, também neste último, atingiu 215,5 M€, pela primeira vez, representando um acréscimo de 57,2% em relação ao ano anterior. Além do reforço das infra-estruturas existentes, está em curso um programa de expansão, consistente com a esperada progressão da componente eólica na produção de energia e com as necessidades de ligação de novos centros produtores térmicos e hidroeléctricos. Conhecida a dificuldade por que passam todas as acções com impacto mais significativo no território, e a construção das redes de transporte está incluída, o volume de investimento anual que tem vindo a ser atingido reflecte uma extraordinária capacidade de realização própria e dos prestadores de serviços

da REN, além dum persistente esforço de articulação e monitoragem entre entidades e projectos, nos diferentes estádios de apreciação e desenvolvimento. A medida deste esforço de investimento está na diminuição da cobertura do investimento, que passou de 1,4 para 1,2, embora o EBITDA tivesse crescido cerca de 31% situando-se em 259,7 M€.

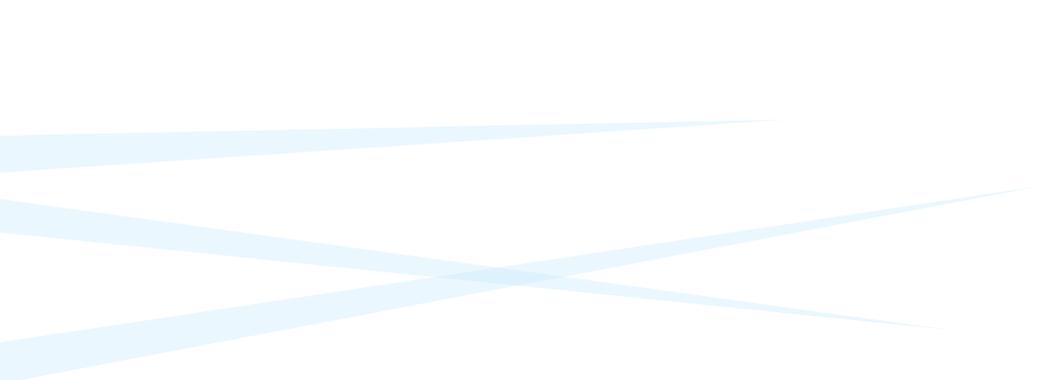
Uma nota aparentemente dissonante é expressa na evolução da dívida financeira que se agravou em 165,2 M€, para a qual contribuiu o acréscimo do défice tarifário em 152,3 M€, situando o saldo global da conta de desvios tarifários em cerca de 575,3 M€.

Esta situação, a que não é estranha a evolução do panorama internacional das matérias-primas energéticas, com destaque para os preços do petróleo e do gás, representa um ónus para o Sistema Eléctrico Nacional, a ser absorvido gradualmente, à medida que as condições que lhe deram origem forem melhorando. Em estritos termos legais, o défice tarifário, financiado pelas empresas do sector eléctrico, deverá ser repercutido nas tarifas dos cinco anos subsequentes.

Apesar disso, a opção de financiamento com base em papel comercial, apresentando embora o inconveniente da reduzida maturidade, permitiu atingir o fim do ano com o peso do curto prazo representando 55,8% da dívida financeira total. Esta opção está justificada pela adiada operação de integração dos activos de transporte de gás, da Transgás, no momento em que se aliene a participação de 18,3% que a REN detém no capital da Galp Energia, SGPS, S.A., GALP.

Só após esta operação que, finalmente, se espera concretizar no decurso de 2006, é possível estender a maturidade da dívida da REN, redefinindo as formas de financiamento e adoptando soluções ajustadas à estrutura da dívida associada a cada uma das actividades reguladas de transporte, de electricidade e de gás.

Destaca-se, nestas condições de incerteza, que se prolongam desde 2003, que a gestão crítica dos meios de financiamento permitiu uma redução de 0,02% do custo médio da dívida – que atingiu 2,44% - para uma dívida global de 1 367,2 M€.



Para os resultados líquidos do ano, contribuem muito positivamente os dividendos da participação no capital social da GALP, no montante de 30,4 M€, sem podermos ignorar a contribuição de 22,2 M€ associada à função de agente externo, desempenhada pela REN, em representação do Sistema Eléctrico de Serviço Público, ao comercializar os respectivos excedentes no mercado spot. Recordar-se que, dos ganhos comerciais, 50% são considerados ganhos a favor das tarifas e, portanto, de todos os consumidores. O ano fica marcado pela muito especial variação registada nos preços da “pool” espanhola (OMEL), com extremos nunca antes verificados no mercado diário e nos intra-diários. A volatilidade registada naquele mercado terá inspirado medidas de natureza legislativa, com reflexos no ano de 2006, por terem entrado em vigor já no início do mês de Março.

A REN concretizou o objectivo de gestão da certificação tripla – qualidade, ambiente e segurança – com o envolvimento transversal das Divisões Operacionais e das Áreas de Gestão num esforço suportado numa estrutura transitória integradora, coordenada pela Divisão Exploração.

Prosseguiu o trabalho de concretização de um novo processo de orçamentação global da REN – Projecto BW/SEM (*Business Warehouse/Strategic Enterprise Management*) - que deve estar concluído em tempo útil, para o exercício de 2007.

Concretizou-se a reestruturação e respectiva transferência de serviços dos sistemas de informação na zona Norte, constituindo, em Ermesinde, o Datacenter de recurso da gestão da Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) e dos sistemas corporativos.

A Produção em Regime Especial (PRE) atingiu um novo máximo, sobretudo com a evolução da potência eólica, que ultrapassou os 1 000 MVA instalados, metade dos quais em 2005.

As muito especiais condições exigidas por este tipo de instalações e o tratamento da energia, no âmbito da função “Acerto de Contas”, que cabe regulamentarmente à REN, constituíram a base de expansão do sistema de telecontagem que já atingiu um número diário de registos de contagem de cerca de 710 mil.

A telecontagem realiza uma preocupação essencial da gestão, que envolve a qualidade de informação de suporte à liquidação, no âmbito do mercado de electricidade e que tem expressão no “Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados”, a aguardar publicação pela ERSE.

A RENTELECOM desenvolveu a sua actividade de prestador de serviços de telecomunicações, usando a capacidade excedentária da RTS, atingindo uma facturação global da ordem de três milhões e seiscentos mil euros e um resultado líquido de cerca de 263 mil euros. O contrato de prestação de serviços celebrado com a REN permitiu que ainda não tivesse sido necessário proceder ao recrutamento de pessoal do exterior.

O OMIP prosseguiu a preparação para o início das operações, como sede do mercado a prazo – produtos financeiros, tendo por base a electricidade – devendo realçar-se que na Cimeira de Évora, de 18 e 19 de Novembro, entre os Governos de Portugal e Espanha, se fixou uma nova data, 1 de Julho de 2006, para o início da actividade do OMIP e do OMIClear.

Tendo sido reconhecidos regulatoriamente os custos incorridos no lançamento da plataforma do mercado a prazo, os resultados do OMIP atingiram cerca de 136 mil euros.

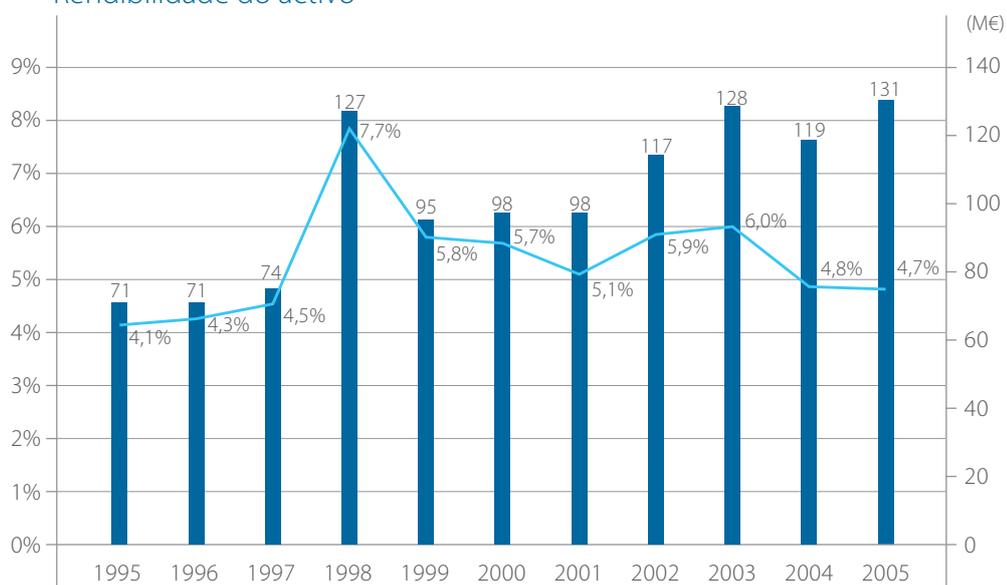
A REN atingiu, em 2005, todos os objectivos de gestão que tinham sido fixados.

O Conselho de Administração agradece aos Accionistas a confiança e a solidariedade que não faltaram nunca. E agradece aos trabalhadores e prestadores de serviços a disponibilidade jamais regateada que permitiu o melhor desempenho ao serviço da economia e da sociedade.

Indicadores Principais

Indicadores Económico-Financeiros

Rendibilidade do activo



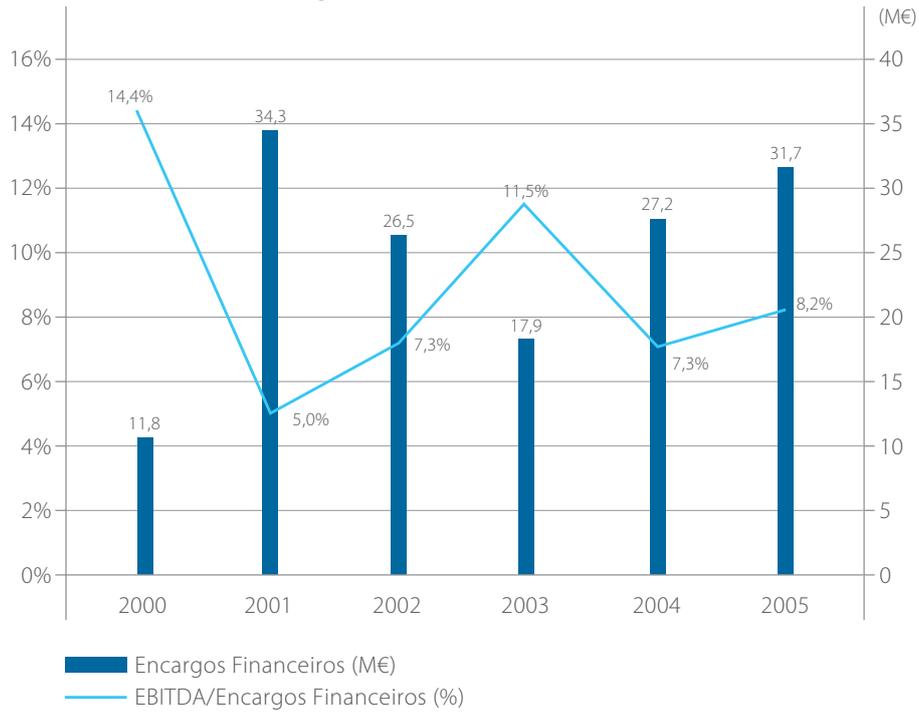
■ RO - Resultado Operacional (M€)
 — ROA - Rendibilidade do Activo (%)

Rendibilidade dos capitais próprios e RDI

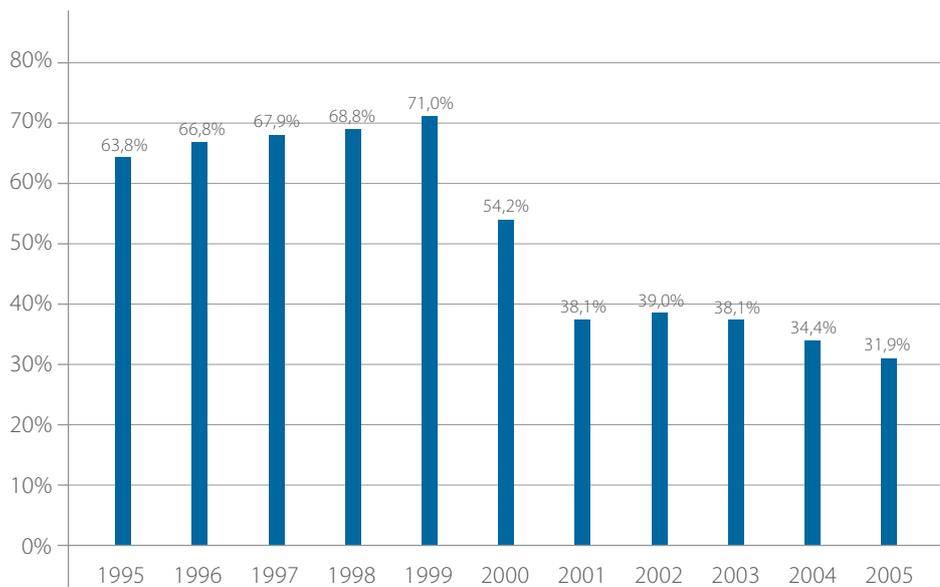


■ RL - Resultado Líquido (M€)
 — RCP - Rendibilidade dos Capitais Próprios (%)

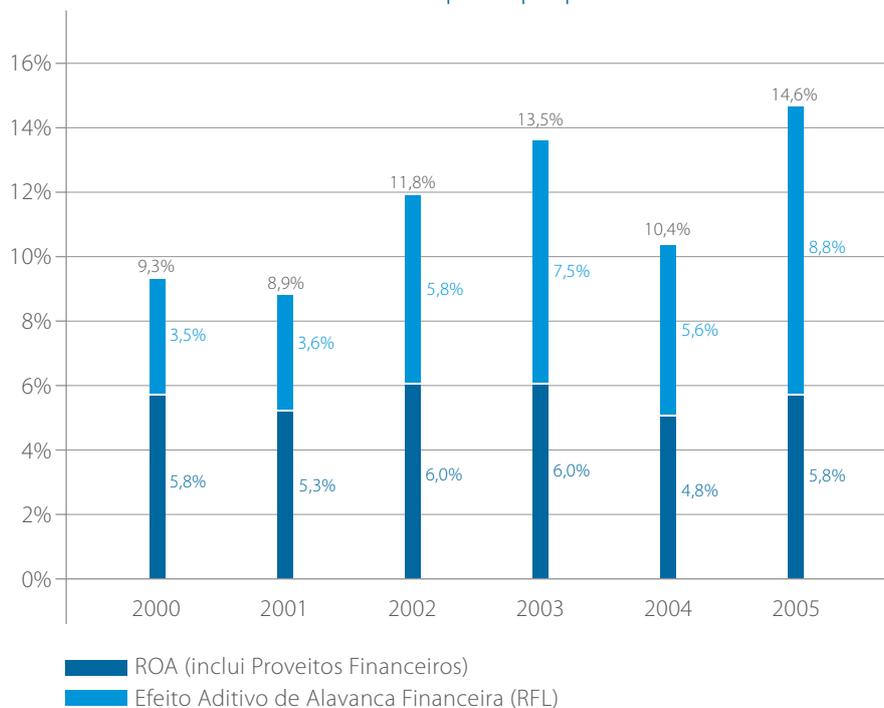
Cobertura de encargos financeiros



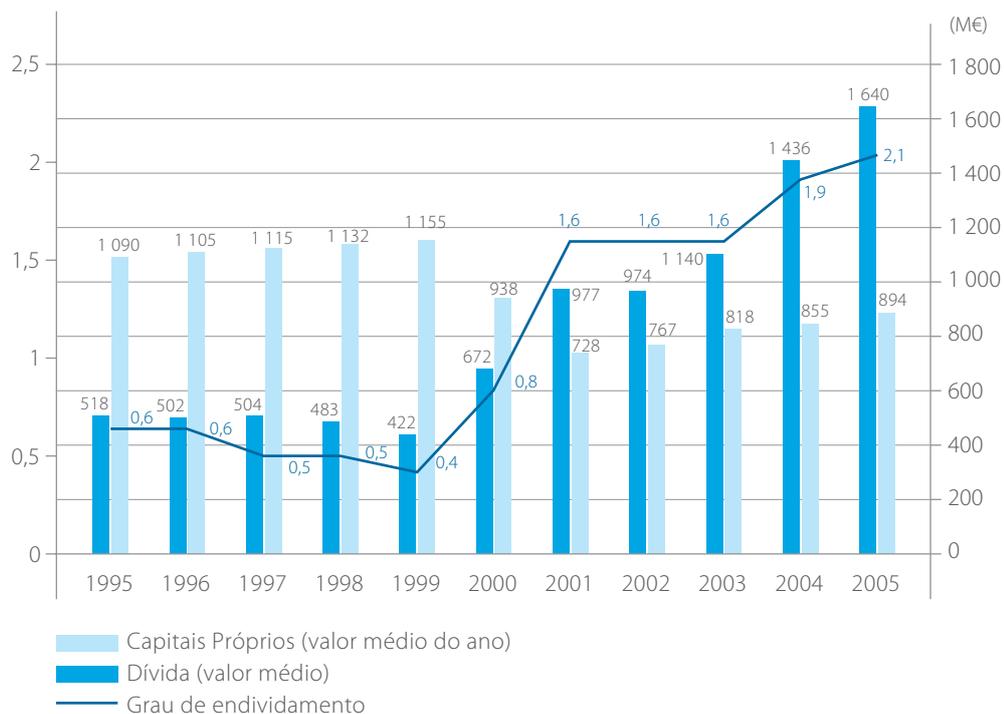
Autonomia financeira



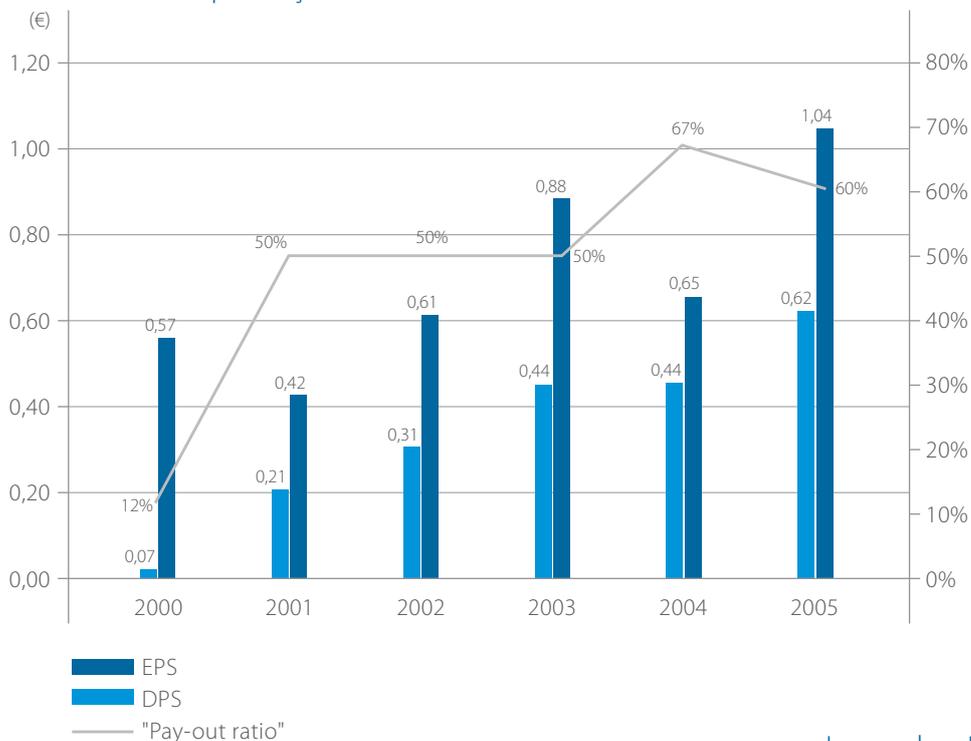
Rendibilidade corrente dos capitais próprios



Grau de endividamento



Resultados por acção



Legenda e Definições

Autonomia Financeira - capitais próprios/activo

CP - capitais próprios

Enc. Financ. - enc. financeiros excl. perdas em empresas associadas

Grau combinado de alavanca: margem de contribuição/RC

Grau de endividamento: capitais alheios/capitais próprios

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

RC - resultados correntes

RL - resultado líquido

ROA - *return on assets*: RO/activo

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

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

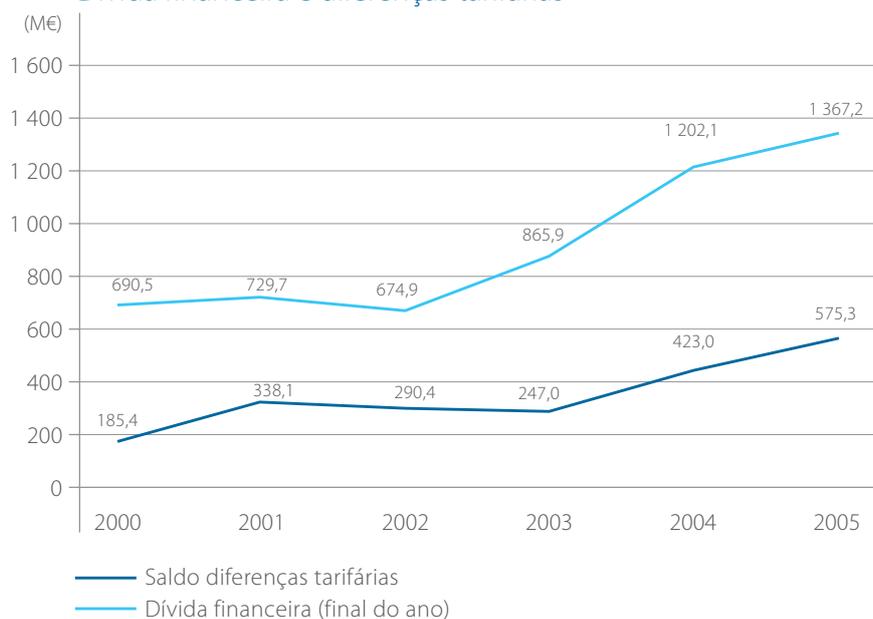
Pay-out ratio - dividendos/RDI

RFL - *return from leverage* (efeito aditivo de alavanca financeira)

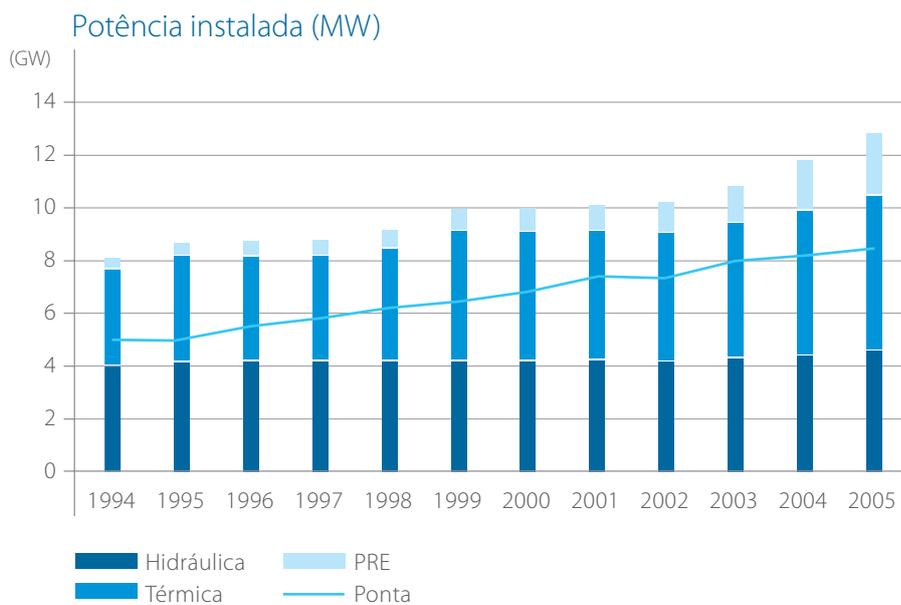
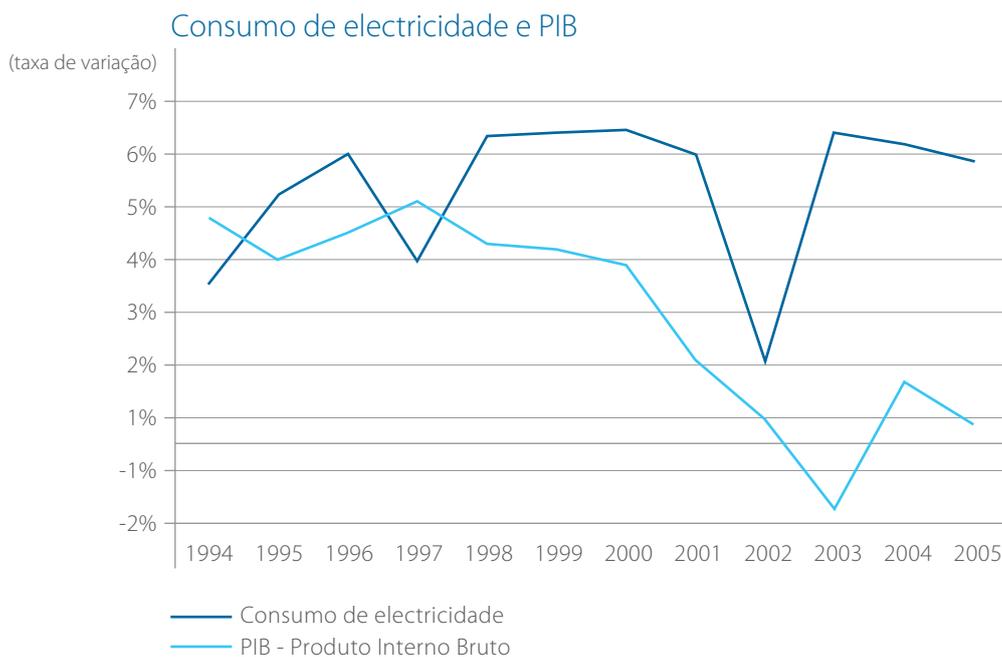
Rendibilidade corrente dos capitais próprios: RC/CP ou ROA+RFL

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

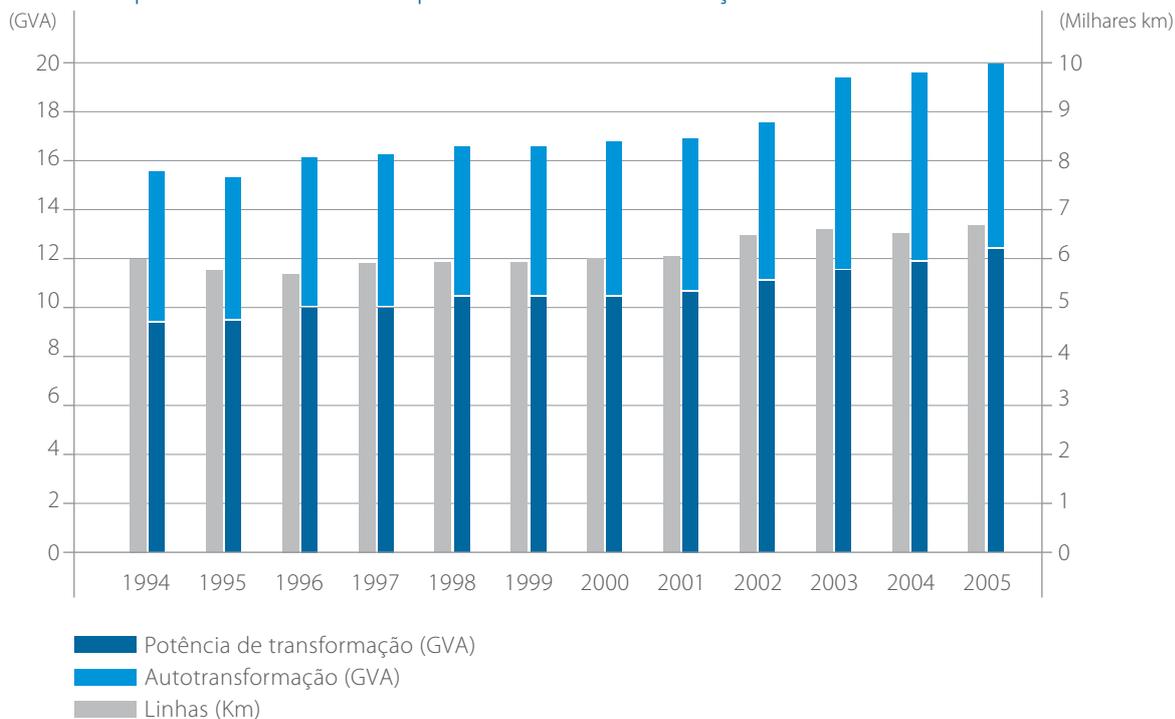
Dívida financeira e diferenças tarifárias



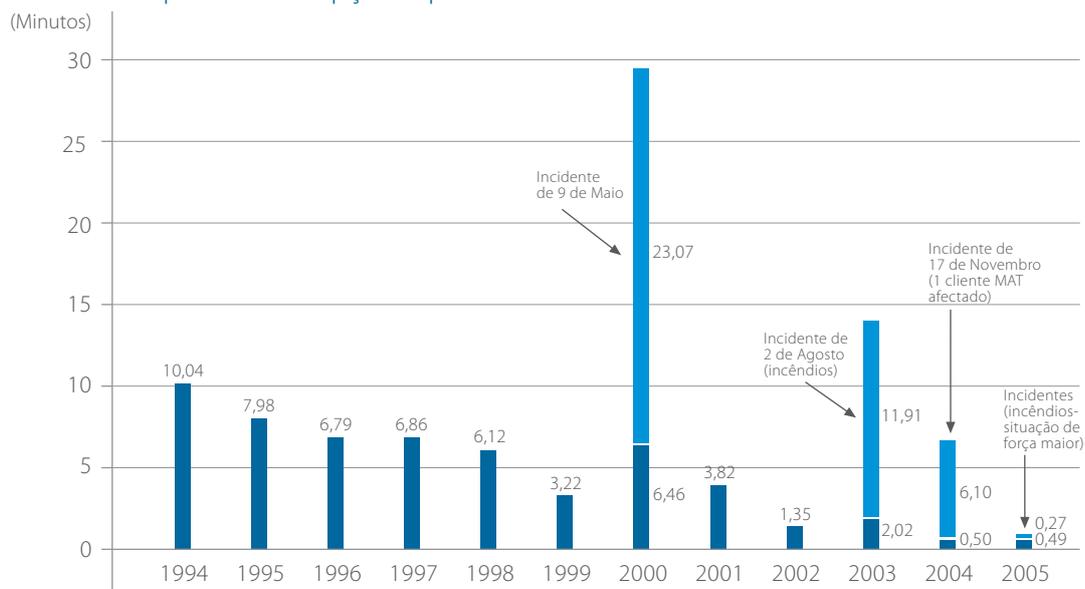
Indicadores Técnico-Económicos



Comprimento das linhas e potência de transformação



Tempo de interrupção equivalente





Aspectos Relevantes do Ano

- Assinatura dos acordos de cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), estabelecidos em 1996 entre a REN e a Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade (CPPE), nos termos do DL 240/2004. A cessação efectiva dos CAE só ocorrerá quando estiver em funcionamento o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).
- Ligação do primeiro parque eólico à rede eléctrica de muito alta tensão (MAT), devido à elevada potência que poderá injectar na rede, 81 MVA.
- Participação da REN no XI Encontro Regional Iberoamericano da CIGRÉ com a apresentação de diversos trabalhos, alguns dos quais foram distinguidos pelos comités de estudo com a atribuição de um primeiro lugar, dois segundos e dois terceiros lugares.
- O Presidente da REN, Eng.º José Penedos, além de reeleito como presidente da Agência Portuguesa de Energia, foi eleito por dois anos, a iniciar em 2006, para a presidência, da União para a Coordenação do Transporte de Electricidade (UCTE), associação de 23 países europeus para coordenação da operação e desenvolvimento das respectivas redes de transporte de electricidade em muito alta tensão.
- Excelente comportamento da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) que suportou a fortíssima vaga de incêndios do Verão de 2005 quase sem interrupções do fornecimento de energia, por isso, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) anual foi o mais baixo alguma vez registado: 0,49 minutos.
- Decorreram durante todo o ano os trabalhos de preparação da REN para a certificação de qualidade nas três vertentes: qualidade, ambiente e segurança. Já no início de 2006, foi confirmada pela Associação Portuguesa de Certificação (APCER) a atribuição à REN da certificação dos seus sistemas de gestão da qualidade, ambiente e segurança para todas as suas actividades no âmbito do contrato de concessão.
- Publicação da Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005 que estabelece uma estratégia nacional para a energia, factor importante do crescimento sustentado da economia portuguesa e da sua competitividade, visando garantir a segurança de abastecimento com promoção da eficiência energética, favorecimento da concorrência e minimização dos impactes ambientais.

Missão, Visão e Valores

A Empresa

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., empresa concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT), foi criada em 1994, por cisão do Grupo EDP, tendo sido concluída a sua separação com a autonomização jurídica daquele grupo, em 2000. Esta operação obedece ao princípio da separação das empresas de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica, como forma de garantir a liberdade de acesso às redes por todos os agentes do mercado em condições de equidade e transparência.

A Concessão

Enquanto concessionária da RNT, a REN 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 150kV);
- A exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT) de energia eléctrica e a construção, manutenção e planeamento das infra-estruturas que a integram;
- A previsão da evolução dos consumos de electricidade e identificação das necessidades de novos centros produtores do SEP, ou reforço dos existentes, e respectivos locais de implementação.

Missão

A REN, enquanto concessionária da Rede Nacional de Transporte, tem como missão garantir o fornecimento ininterrupto de electricidade ao menor custo, satisfazendo critérios de qualidade e de segurança, mantendo o equilíbrio entre a oferta e a procura, assegurando os interesses legítimos dos intervenientes no mercado de electricidade e conjugando as missões de operador de sistema e de operador de mercado que lhe são cometidas.

Visão

Ser um dos mais eficientes operadores europeus de transporte de energia, construindo valor para os seus accionistas dentro de um quadro de desenvolvimento sustentável.

Valores

A REN assume como seus valores fundamentais:

- **Garantia do abastecimento**
Explorar e desenvolver a RNT e as interligações com Espanha de modo a garantir o fornecimento ininterrupto de electricidade satisfazendo todos os critérios de qualidade, favorecendo a criação do Mercado Ibérico da Electricidade.
- **Imparcialidade**
Garantir a todos os intervenientes no mercado de electricidade, produtores, distribuidores e consumidores, acesso à RNT não discriminatório e em condições de igualdade de tratamento.
- **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.
- **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.

Compromisso com a Comunidade

A REN prossegue, dentro de um quadro de desenvolvimento sustentável, uma actividade fundamental para o funcionamento da economia e o bem-estar dos cidadãos. Exerce-a com assumidas preocupações de garantia da segurança do abastecimento e de qualidade de serviço, de elevados padrões de ética, honestidade e transparência nas suas relações com terceiros e de respeito pela segurança das pessoas e bens, do meio ambiente e da qualidade de vida da população.

A REN mantém com a Sociedade o compromisso de:

- Procurar, através das funções que lhe estão cometidas no sistema eléctrico, contribuir para a contenção dos custos de energia eléctrica suportados pelos consumidores e para a diversificação das fontes de energia primária, actuando como agente facilitador do desenvolvimento de energias alternativas e de soluções que visem uma utilização mais racional da energia.
- Prosseguir o desenvolvimento da sua infra-estrutura em harmoniosa interacção com o meio ambiente, promovendo protecção da avifauna e a integração paisagística das suas instalações, adoptando nestas matérias as melhores práticas internacionais.
- Cumprir escrupulosamente com os princípios estabelecidos na iniciativa *Global Compact* das Nações Unidas, à qual aderiu, designadamente no que se refere a uma activa preocupação pelo respeito dos direitos humanos e pelo desenvolvimento das suas actividades de forma ambientalmente responsável, quer por parte da própria empresa, quer daqueles que actuam como fornecedores nas suas iniciativas.
- 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 catalizador de processos de eficiência na utilização de recursos e de prossecução de preocupações de natureza social e ambiental.

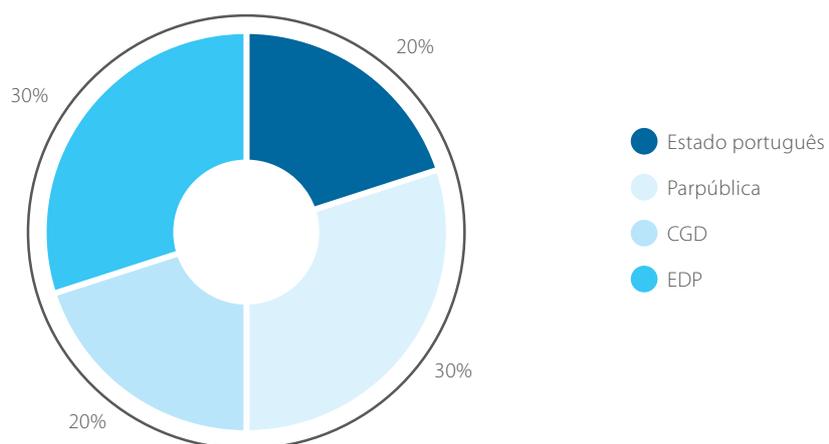
- Fomentar e apoiar projectos de investigação e desenvolvimento em matérias de interesse para a actividade da empresa, promovendo activamente a inovação de base tecnológica nacional.
- Continuar a apoiar iniciativas da sociedade civil, dentro de um quadro de responsabilidade social da empresa, através de um processo de selecção aberto e transparente.
- Apoiar iniciativas de carácter cultural, sobretudo em regiões onde estas escasseiam, numa lógica de apoio efectivo ao desenvolvimento das populações que mais interagem com infra-estruturas da empresa.
- Manter informada a sociedade civil sobre os desenvolvimentos alcançados nestas matérias, através da publicação anual de um relatório de sustentabilidade.

Estrutura da Empresa

Accionista

Accionista	N.º de ações	Participação
Estado Português	21 361 068	20%
EDP – Energias de Portugal, S.A.	32 040 000	30%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	21 358 932	20%
Parpública – Participações Públicas (SGPS), S.A.	32 040 000	30%
Total	106 800 000	100%

Estrutura accionista



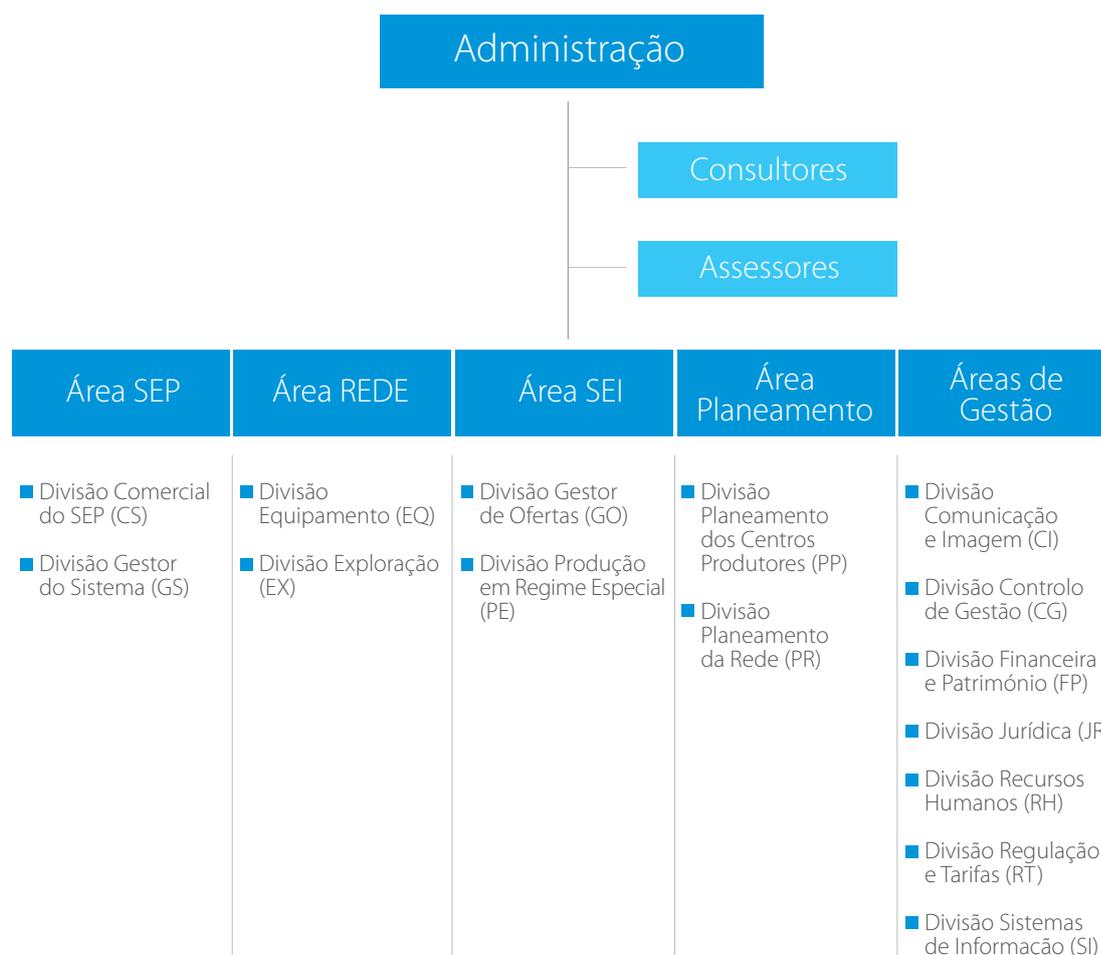
Organizativa

A REN encontra-se estruturada, no final de 2005, em cinco áreas de actuação: área SEP (sistema eléctrico público), área REDE, área SEI (sistema eléctrico independente), área Planeamento e áreas de Gestão.

A área SEP engloba a divisão Comercial (CS) e a divisão Gestor do Sistema (GS). Na área de Rede estão incluídas as divisões de Equipamento (EQ) e de Exploração (EX). A área SEI inclui a divisão Gestor de Ofertas (GO) e a divisão Produção em Regime

Especial (PE). A área de Planeamento engloba a divisão Planeamento dos Centros Produtores (PP) e a divisão Planeamento da Rede (PR).

As áreas de Gestão compreendem a divisão Comunicação e Imagem (CI), a divisão Controlo de Gestão (CG), a divisão Financeira e Património (FP), a divisão Jurídica (JR), a divisão Recursos Humanos (RH), a divisão Regulação e Tarifas (RT) e a divisão Sistemas de Informação (SI).



Órgãos Sociais e Corpo Directivo da REN, 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

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

Órgão de Fiscalização

Dr. Luís Borges Assunção
ROC Efectivo

J. Monteiro & Ass.
ROC Suplente

Consultor do Conselho

Eng.º Artur Manuel Anjos Lourenço

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 Alencão 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

Avocado pelo Eng.º Artur Lourenço

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

Sistemas de Informação

**Eng.º António Manuel Faria de Sousa
Fonseca**

ren



Relatório de Gestão

Enquadramento Macroeconómico	26
Panorama Internacional	26
A Economia Portuguesa	28
O Mercado Eléctrico Europeu	30
Os Desafios do Mercado Nacional	38
A Electricidade no Contexto Energético Global	38
Evolução do Consumo de Energia Eléctrica	41
Evolução dos Mercados de Combustíveis e Repartição da Produção	42
Mercado Eléctrico Não Vinculado	44
Promoção da Utilização de Fontes de Energias Renováveis	46
Actividade da REN em 2005	48
Regulação Económica	48
Rede Nacional de Transporte	52
RENTELECOM	62
OMIP	63
Evolução Económica e Financeira	65
Investimento	71
Balanço	74
Demonstração dos Resultados	76
Aspectos Fiscais e Parafiscais	79
Considerações Finais	80
Perspectivas para o Ano de 2006	80
Proposta de Aplicação de Resultados	80
Nota Final	81

Enquadramento Macroeconómico

Panorama Internacional

O ano de 2005 foi marcado por um forte crescimento mundial, embora com algum abrandamento face ao ano transacto. Segundo as mais recentes previsões¹, a actividade económica mundial deverá ter crescido 4,3% em 2005, contra 5,2% verificado em 2004.

À semelhança do observado nos últimos anos, as políticas macroeconómicas permaneceram favoráveis nas principais economias, assim como os mercados financeiros internacionais continuam globalmente favoráveis ao crescimento económico. No entanto, registou-se evolução no sentido de políticas monetárias mais restritivas: enquanto a Reserva Federal continuou a subir a sua taxa de referência, colocando-a em 4,25%, o Banco Central Europeu aumentou pela primeira vez em três anos a sua taxa, de 2,00% para 2,25%.

Contudo, para o menor dinamismo mundial concorreram a desaceleração do comércio mundial, e, sobretudo, a forte subida dos preços do petróleo. Em média, o preço do Brent deverá ter atingido 55 USD/barril, este ano. Outro factor global de risco decorre da elevada divergência de crescimento entre as várias economias, com a economia mundial a ser suportada ainda pelos EUA e China, não obstante a persistência de desequilíbrios macroeconómicos associados aos elevados défices

externo e do sector público nos EUA.

A economia norte-americana em 2005 deverá ter permanecido dinâmica, apesar do ritmo de crescimento mais lento, crescendo 3,5% em 2005, contra 4,2% no ano precedente. O maior contributo, não obstante o abrandamento, veio do dinamismo do consumo privado e do investimento, num contexto de manutenção de um forte crescimento da produtividade e melhoria das condições do mercado de trabalho. Neste contexto, a taxa de desemprego diminuiu, passando de 5,5% em 2004, para 5,1% em 2005. Em contrapartida, os desequilíbrios macroeconómicos permaneceram como um dos principais factores de risco desta economia, com o défice da Balança de Transacções Correntes a agravar-se para 6,2% do PIB em 2005 (5,6% em 2004). O défice comercial em relação ao PIB deverá aumentar, passando de 5,8% em 2004 para 6,3% em 2005.

Do ponto de vista de inflação, o índice de preços no consumidor apontou para uma aceleração, em linha com a subida dos preços do petróleo. Em 2005, o IPC deverá ter registado uma taxa de 3,3%, valor superior em 0,6 p.p. ao obtido no ano transacto.

A economia japonesa abrandou o seu elevado

¹Comissão Europeia: *Autumn 2005 Economic Forecasts*, November 2005.

ritmo de crescimento, com o PIB a crescer 2,5% em 2005, contra 2,7% em 2004. Este desempenho ficou a dever-se, sobretudo, à desaceleração das exportações, associada à menor procura por parte das restantes economias asiáticas. Ao nível da procura interna, denotou-se um forte dinamismo traduzido, sobretudo, na aceleração do investimento (4,2% em 2005, contra 1,6% em 2004). O consumo privado também registou crescimento, reflectindo a maior confiança dos consumidores e a melhoria do mercado de trabalho, traduzidas numa menor taxa de desemprego.

Na Ásia, excluindo o Japão, o crescimento real do PIB deverá ter-se mantido bastante acima da média mundial, crescendo 7,2% em 2005, menos 0,6 p.p. que em 2004. No entanto, as divergências de crescimento entre as várias economias dentro da Ásia têm vindo a acentuar-se. Enquanto que a China e a Índia continuam a apresentar crescimentos robustos, nos restantes países da Ásia registaram-se taxas mais moderadas. A China e a Índia deverão ter crescido, respectivamente, 9,3% e 7,1% em 2005, menos 0,2 p.p. em ambos os casos do que em 2004.

Por sua vez, os países do ASEAN – 4 (Indonésia, Malásia, Filipinas, Tailândia) deverão, no seu conjunto, ter crescido, em 2005, 4,9%, o que se compara com 5,8% no ano precedente.

Na Zona Euro, a actividade económica deverá ter abrandado 0,8 p.p. face a 2004, registando uma taxa de crescimento de 1,3% em 2005. O comportamento desta economia reflectiu, essencialmente, o abrandamento da economia e comércio mundiais e a falta de dinamismo da procura interna. Este cenário é ainda compatível com um ligeiro aumento dos níveis de inflação, por via da tendência crescente dos preços do petróleo. O Índice Harmonizado de Preços no Consumidor na Zona Euro, em 2005, deverá ter registado, em média, um aumento de 2,3% face ao ano anterior, contra 2,1% em 2004.

Segundo o Banco de Portugal ², a taxa de câmbio do euro face ao dólar registou, em 2005, uma tendência decrescente, tendo fechado o mês de

Dezembro em 1,180 dólares. Em termos médios, a taxa de câmbio do euro face ao dólar passou de 1,341 USD/EUR em 2004 para 1,186 USD/EUR em 2005. Ainda segundo a mesma fonte, no final de 2005, as taxas de juros médias do mercado monetário do euro, para os prazos de um, três, seis e doze meses situaram-se, respectivamente em, 2,41, 2,49, 2,64 e 2,78% traduzindo acréscimos de 24, 29, 43 e 48 p.b., respectivamente, face às taxas médias observadas no final de 2004. Esta deslocação no sentido ascendente da curva de rendimentos reflectiu, em parte, a subida das taxas de juro oficiais. As taxas de juro de longo prazo mantiveram-se em níveis historicamente baixos, passando, em média, de 3,69% em 2004 para 3,41% em 2005.

O investimento deverá ter crescido 1,7% em 2005, menos 0,6 p.p. do que o observado em 2004, e o consumo privado manteve-se mais contido, crescendo 1,4% em 2005, contra 1,6% no ano anterior, reflectindo a falta de confiança dos consumidores e empresas. No entanto, a taxa de desemprego deverá ter-se reduzido, passando de 8,9% em 2004 para 8,6% em 2005.

Por seu turno, a dívida pública em relação ao PIB continua a aumentar, situando-se, em média, em 71,7% em 2005 (70,8% em 2004). Em termos de finanças públicas, o défice orçamental médio da Zona Euro deverá ter atingido 2,9% do PIB em 2005, contra 2,7% em 2004. Este valor dissimula diferenças substanciais no quadro da Zona Euro, com cinco países a registarem, em 2005, um défice superior ao valor de referência de 3%.



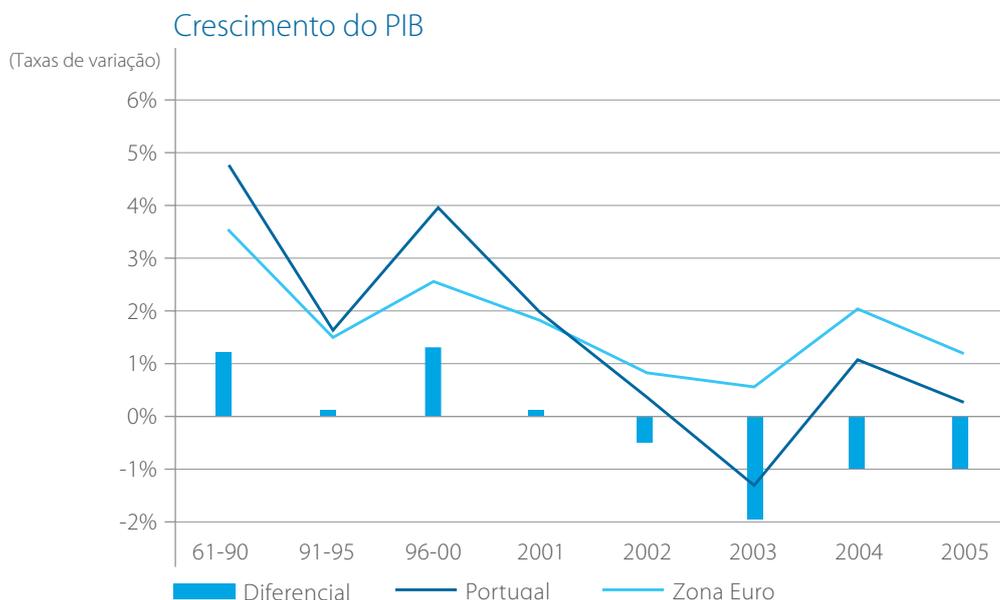
²Banco de Portugal - Indicadores de conjuntura – Janeiro de 2006.

A Economia Portuguesa

Condicionada por uma envolvente externa menos favorável, a economia portuguesa deverá ter crescido apenas 0,4% este ano, após uma evolução de 1,2% em 2004. A procura interna, embora continuando a ser o principal impulsionador do PIB, registou um crescimento mais moderado, extensível a todas as suas componentes.

da economia portuguesa devido ao fraco crescimento da produtividade e à crescente participação das economias asiáticas e dos novos Estados-Membros da União Europeia no comércio internacional.

A inflação, medida pelo IHPC, manteve uma

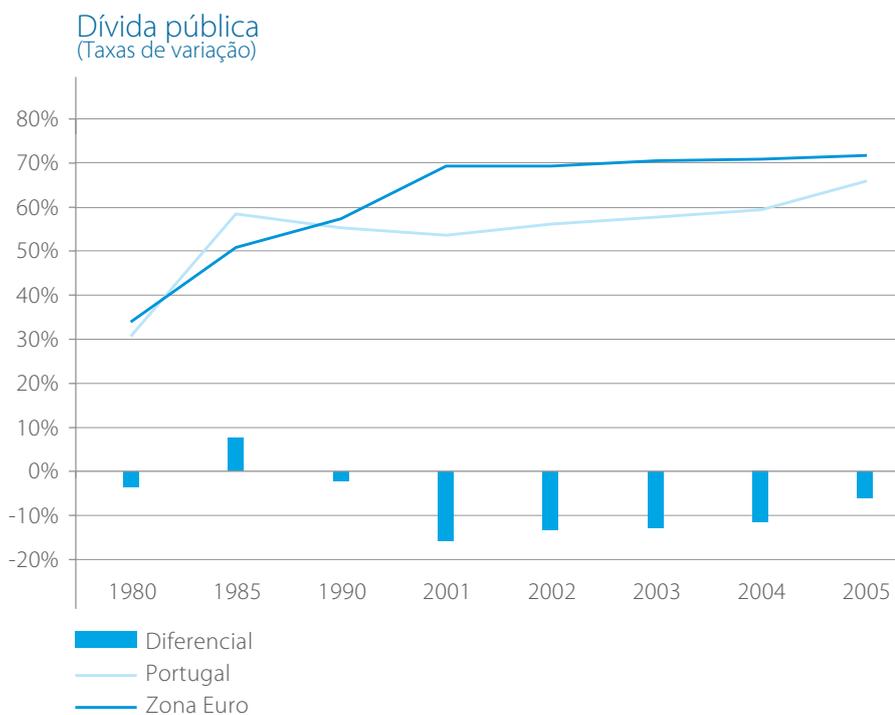
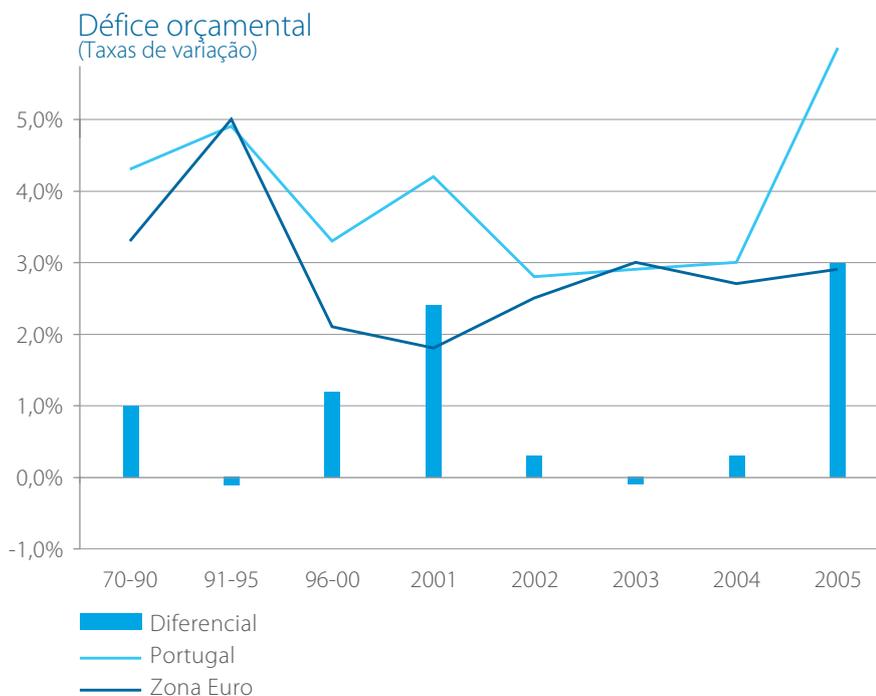


As dificuldades em torno da consolidação orçamental e os desequilíbrios da economia portuguesa, nomeadamente, o défice público, teve um impacto negativo sobre a economia, e em particular sobre o investimento, que deverá ter registado uma quebra de 2,4% este ano, face a um crescimento de 1,3% em 2004. O consumo privado deverá ainda ter registado crescimento, embora em ligeira desaceleração, passando de 2,3% em 2004 para 2,2% em 2005, em virtude sobretudo, do aumento do IVA de 19 para 21%.

Ao nível do sector externo, apesar de ter aumentado muito ligeiramente o contributo das exportações líquidas para o crescimento do PIB, verificou-se uma forte desaceleração do crescimento das exportações, de 5,1% em 2004 para 0,9% em 2005. Este abrandamento no sector externo reflecte não só um menor crescimento da procura externa mas também problemas estruturais de competitividade

tendência mais controlada, passando de 2,5% em 2004 para 2,2% em 2005, evidenciando que, não obstante a subida dos preços do petróleo, parte do aumento do IVA não se repercutiu nos preços no consumidor. No mercado de trabalho, a taxa de desemprego agravou-se para 7,4%, contra 6,7% em 2004.

Em 2005, o défice orçamental ascendeu a 6,0% do PIB, cerca de 3 p.p. acima do valor registado em 2004. No que diz respeito à dívida pública, esta deverá ter excedido os 60% do PIB em 2005. Em consequência dos elevados défices públicos, do baixo crescimento do PIB nominal e de ajustamentos défice-dívida, a dívida pública terá continuado a aumentar, passando de 59,4% em 2004, para 65,9% em 2005, mantendo-se no entanto, abaixo da média da Zona Euro.



O Mercado Eléctrico Europeu

O Mercado Interno de Electricidade (MIE) em desenvolvimento no espaço da União Europeia (UE) visa promover a competitividade e eliminar, dentro do possível, as barreiras às transacções comerciais transfronteiriças, assegurando que os consumidores possam escolher livremente o seu fornecedor. O objectivo é a criação de um mercado único, onde a electricidade deverá, tanto quanto possível, circular entre Estados Membros tão facilmente como circula em cada um deles.

A liberalização das componentes de produção, comercialização e fornecimento da electricidade à escala da UE constitui uma oportunidade para os cidadãos e para as empresas porque, aumentando a concorrência, deverá traduzir-se em benefícios, em termos de preços de energia, qualidade do produto e dos serviços associados. Serviços de gás e de electricidade fiáveis e a preços ajustados são a chave fundamental para a competitividade económica da UE, em especial num contexto de subida global dos preços de energia.

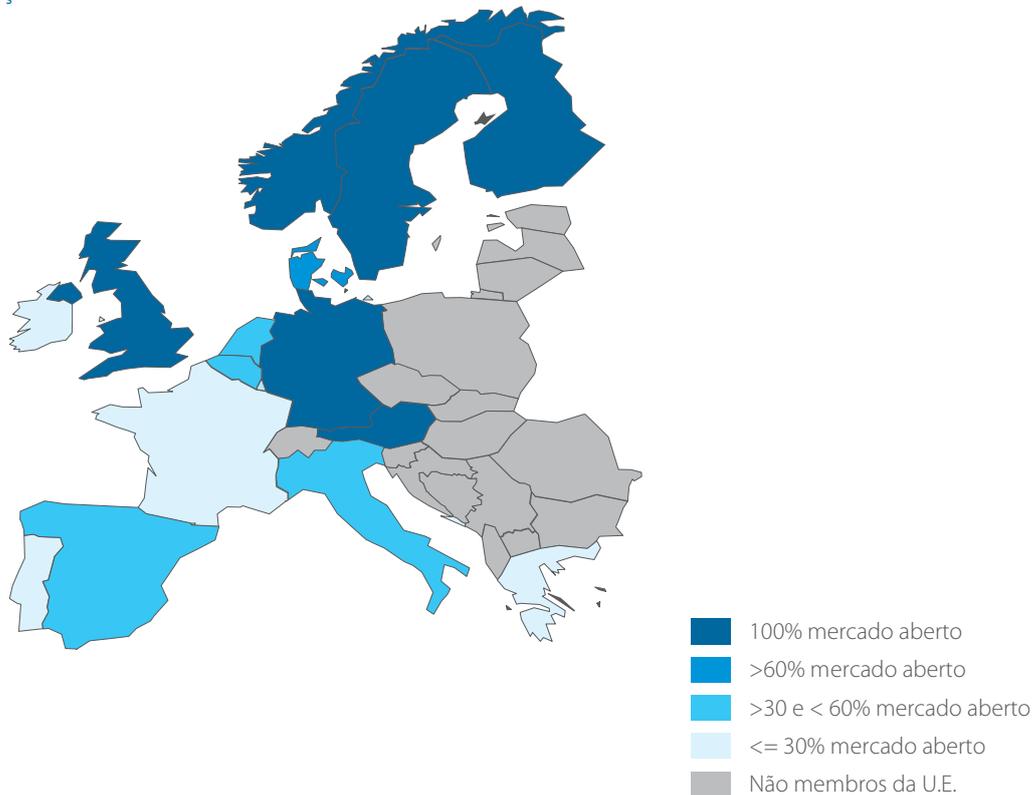
O processo de criação do MIE iniciou-se na Europa a partir dos anos 90, como resultado da vontade política, patente nas directivas publicadas a partir de 1996. Com a aprovação da Directiva 96/92/CE foi estabelecido um conjunto de princípios gerais definidores de regras comuns para a produção, transporte e distribuição de electricidade e que criaram o enquadramento necessário à privatização das empresas de capitais públicos e, conseqüentemente, à liberalização das actividades potencialmente concorrenciais. Adicionalmente, aquela Directiva previa o alargamento da liberalização do sector eléctrico a todos os clientes não residenciais até 2004 e à totalidade do mercado até 2007.

Face à experiência com a aplicação da Directiva de 1996, que demonstrou os benefícios resultantes do MIE em termos de aumento de eficiência, de redução de preços, de padrões de serviço mais elevados e de maior competitividade, mas que revelou a subsistência de deficiências significativas e de possibilidades de melhoria do funcionamento do mercado, foi publicada em Junho de 2003 a Directiva 2003/54/CE. Esta nova Directiva define as normas relativas à organização e ao funcionamento do sector, à exploração das redes de transporte e de distribuição, aos procedimentos de acesso ao mercado, bem como aos mecanismos previstos para monitorização e garantia da segurança de abastecimento no longo prazo.

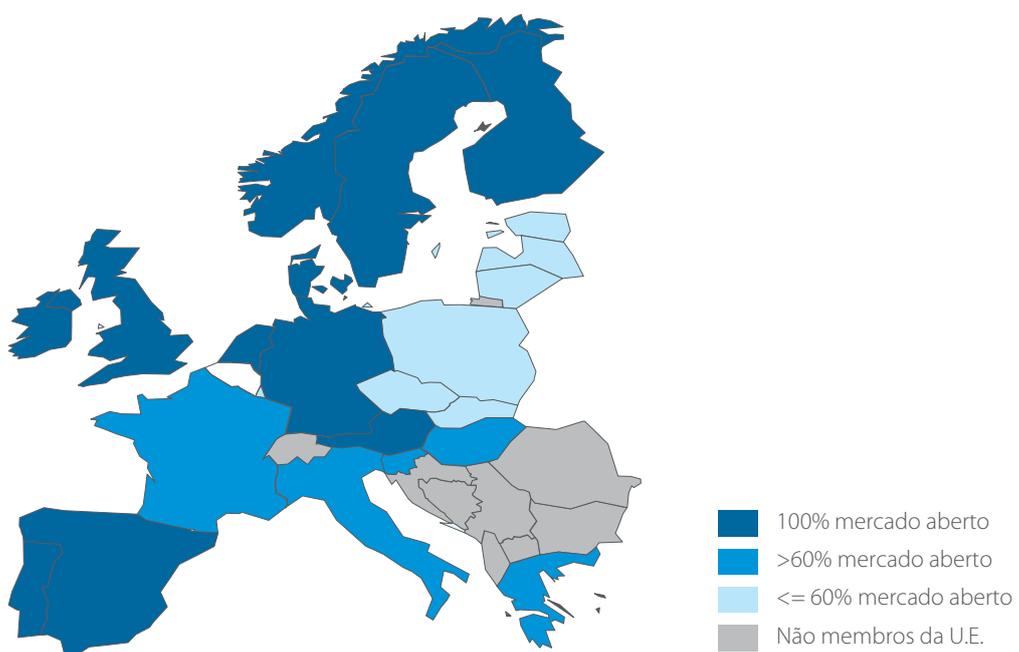
Posteriormente, face à necessidade de estabelecer condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade, foi publicado o regulamento 1228/2003/CE que define o mecanismo único de compensação entre operadores de rede de transporte e a Decisão 1229/2003/CE que estabelece um conjunto de orientações respeitantes às redes transeuropeias no sector da electricidade.

O processo de liberalização do sector eléctrico encontra-se numa fase de transição. Em muitos dos Países Membros a legislação relativa à implementação das Directivas de Electricidade está em vigor há menos de 1 ano e alguns dos Estados Membros ainda não procederam à transposição da nova Directiva. Destes factos resulta um diferente grau de aplicação destas Directivas nos vários Estados Membros, conduzindo a uma diferenciação do grau de liberalização dentro da Europa.

Situação em Dezembro de 2001



Situação em Junho de 2005

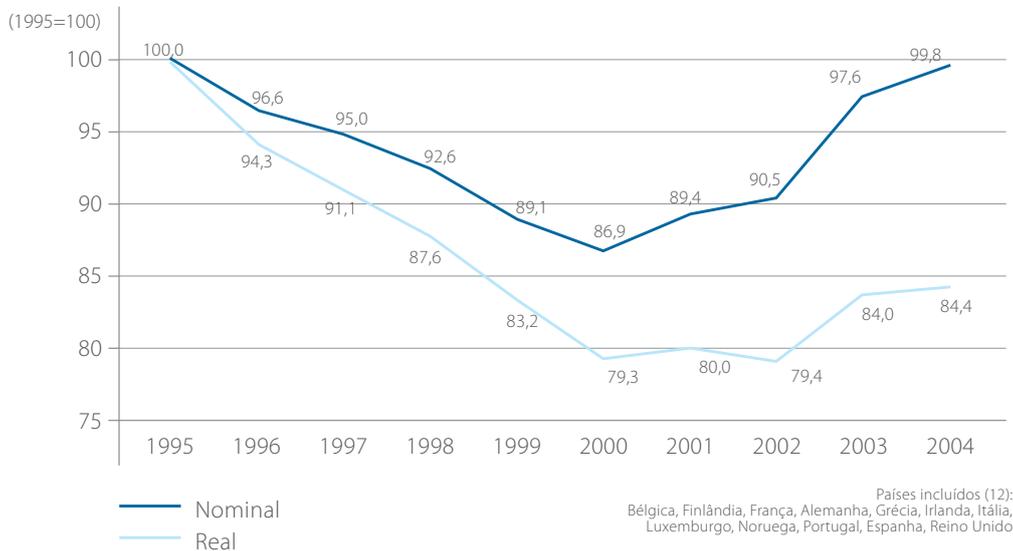


Fonte: Eurelectric

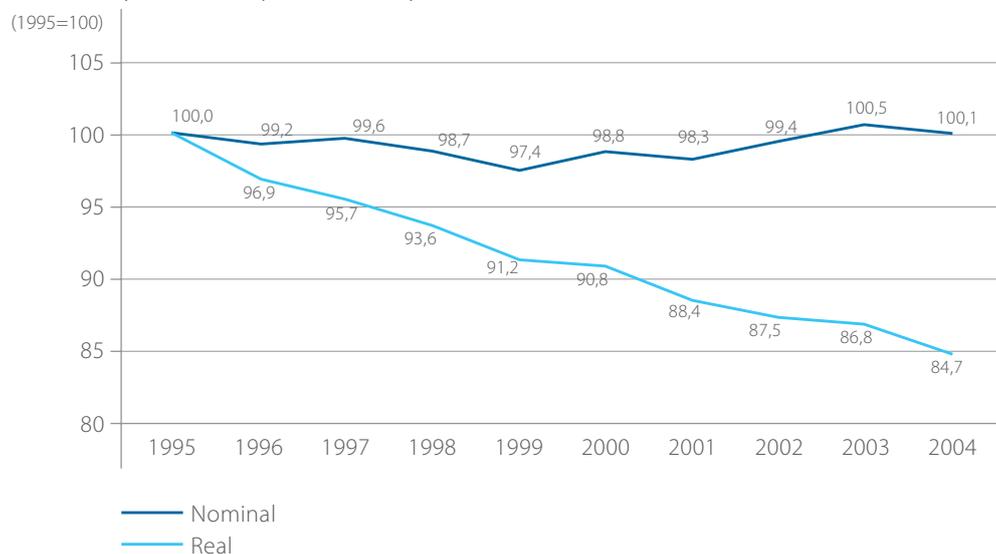
Os números do Eurostat mostram uma significativa descida dos preços de electricidade, em termos reais, desde o início deste processo até 2004, para os consumidores domésticos. Para os consumidores industriais, a partir de 2002, parece revelar-se

uma inversão da tendência de descida. Em termos reais, o preço de electricidade em 2004 para estes consumidores representa cerca de 84% do verificado em 1995.

Evolução dos preços de electricidade para os consumidores industriais (24 GWh, 1995-2004)



Evolução dos preços de electricidade para os consumidores domésticos (3 500 kWh, 1995-2004)

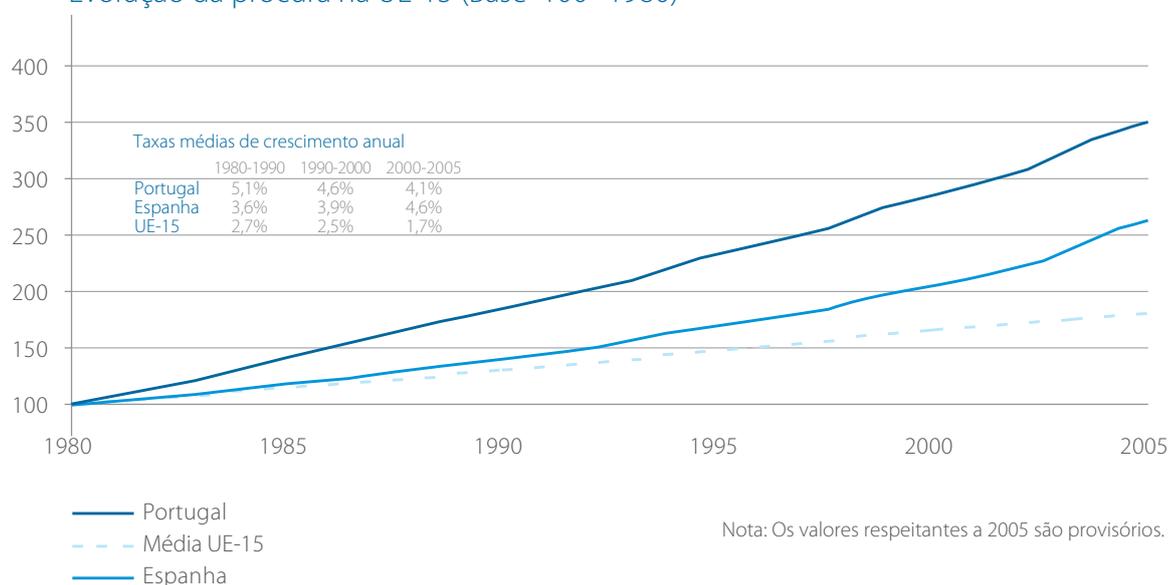


Fonte: Eurostat

Uma análise da evolução da procura de electricidade na UE-15, no período 1980-2005, permite concluir que a taxa média de crescimento anual de Portugal foi sempre superior à verificada na UE-15. Apenas no último quinquénio, entre 2000 e 2005, a procura da electricidade em Portugal

renováveis, de que se destacam sistemas de apoio aos preços e ao investimento, a simplificação de processos administrativos, a prioridade no acesso às redes e a criação de sistemas de garantias de origem que deverão ser mutuamente reconhecidas entre Estados Membros.

Evolução da procura na UE-15 (Base 100=1980)



teve um crescimento inferior ao verificado em Espanha (em Portugal cresceu em média 4,1% ao ano e em Espanha 4,6% ao ano).

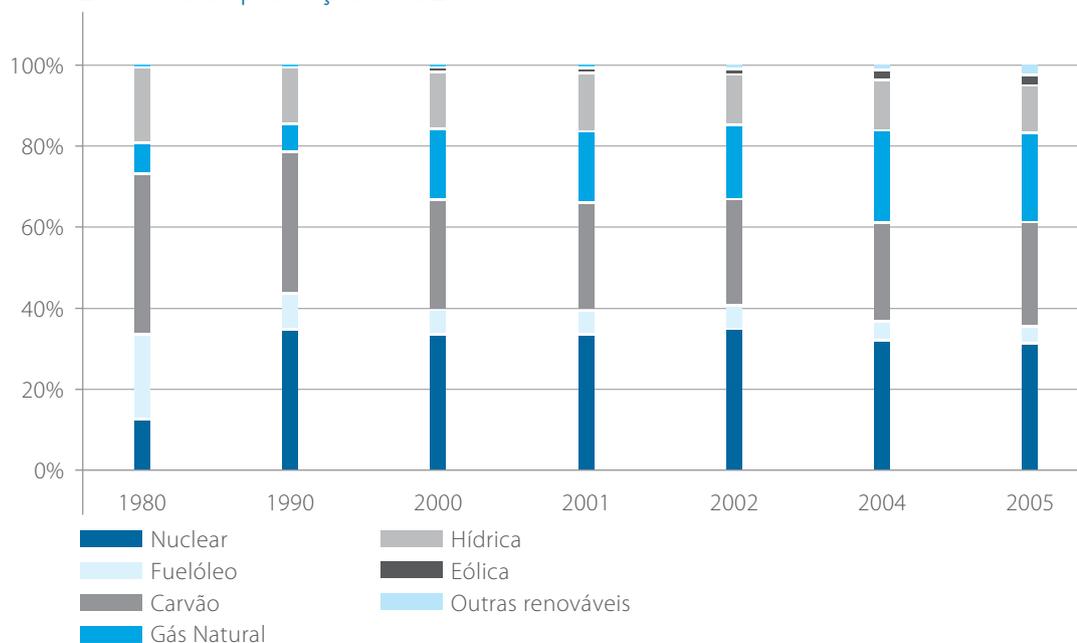
No âmbito "protecção do ambiente" da política energética comunitária, a Directiva 2001/77/CE, relativa à promoção da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, estabeleceu objectivos indicativos para o aproveitamento das energias renováveis, no quadro de redução da dependência energética da UE relativamente ao exterior e de protecção do ambiente. Para Portugal foi definida a meta de 39% do consumo bruto de electricidade, em 2010, ser abastecido a partir de fontes de energia renováveis.

Visando estes objectivos, aquela Directiva define um conjunto de mecanismos para promoção da produção de electricidade a partir de energias

Em matéria de promoção das energias renováveis e da eficiência energética, é de referir ainda a Decisão 1230/2003/CE que aprova o programa "Energia Inteligente – Europa", a Directiva 2004/8/CE relativa à promoção da cogeração baseada na procura de calor útil no MIE e a Directiva relativa à eficiência energética e serviços de energia, em fase final de preparação.

Ao longo da década de 80, o peso da produção nuclear na estrutura da produção na UE-15 triplicou à custa da redução da produção a carvão e a fuelóleo. A partir de 2000, as energias renováveis têm vindo a apresentar um aumento gradual, enquanto que a produção a carvão continua a perder importância, face ao aumento sustentado do peso da produção a gás natural.

Estrutura da produção na UE-15



Fonte: Eurelectric

Nota: Os valores respeitantes a 2005 são provisórios.

Esta evolução reflecte-se na redução das emissões atmosféricas nocivas associadas à produção termoelétrica, devendo ser complementada no futuro com um maior crescimento da produção renovável, para que possa ser cumprido o compromisso assumido pela Comunidade Europeia, no âmbito do Protocolo de Quioto, de alcançar uma redução global de 8% na emissão de gases com efeito de estufa (GEE) relativamente a 1990. Na partilha de responsabilidades entre Estados membros nesta matéria, Portugal assumiu o objectivo de limitar a 27% o aumento das suas emissões relativamente às verificadas naquele ano base.

A criação de um regime de comércio de emissões de GEE, estabelecido pela Directiva 2003/87/CE, visa contribuir para o cumprimento dos compromissos assumidos pela UE em matéria de protecção do ambiente e, simultaneamente, para o aumento da eficiência económica do MIE. Em Janeiro de 2005 entrou em vigor a 1.ª fase do

Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) nos 25 países da UE. Estima-se que o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de GEE abranja cerca de metade do total das emissões de CO₂ na UE-25, num total de cerca de 12 000 instalações.

Ao longo do primeiro semestre de 2005, verificou-se uma subida sustentada dos preços das licenças de CO₂, tendo o preço estabilizado, a partir de Julho, entre os 20 €/t CO₂ e os 25 €/t CO₂. Diversas circunstâncias políticas e económicas afectaram o desempenho deste mercado durante 2005 destacando-se a indefinição na alocação de licenças atribuídas a alguns Estados Membros (existindo ainda países para os quais o respectivo Plano Nacional de Licenças de Emissão não estava aprovado pela Comissão Europeia), a evolução em alta dos preços dos combustíveis e a baixa hidraulicidade verificada durante o ano, com destaque para a situação na Europa do Sul.

Evolução do preço das licenças de CO₂

Fonte: Point Carbon

A internalização do custo do CO₂ na produção contribuirá para uma maior competitividade das renováveis e para a racionalização económica dos sistemas de incentivo a esta produção.

O equilíbrio e a compatibilidade entre as três linhas directrizes da política energética europeia – Competitividade, Segurança de abastecimento e Protecção do ambiente – tornam necessário um esforço de harmonização na aplicação da legislação europeia e entre as diferentes Directivas. Será necessário encontrar e adoptar soluções compatíveis com os princípios de funcionamento do mercado, que contribuam para evitar distorções no MIE e que favoreçam a criação de condições para garantir a segurança de abastecimento.

Os Operadores de Sistema Europeus (*Transmission System Operators* - TSO) assumem uma posição charneira na implementação do MIE, dado que fornecem as principais condições técnicas para o seu funcionamento.

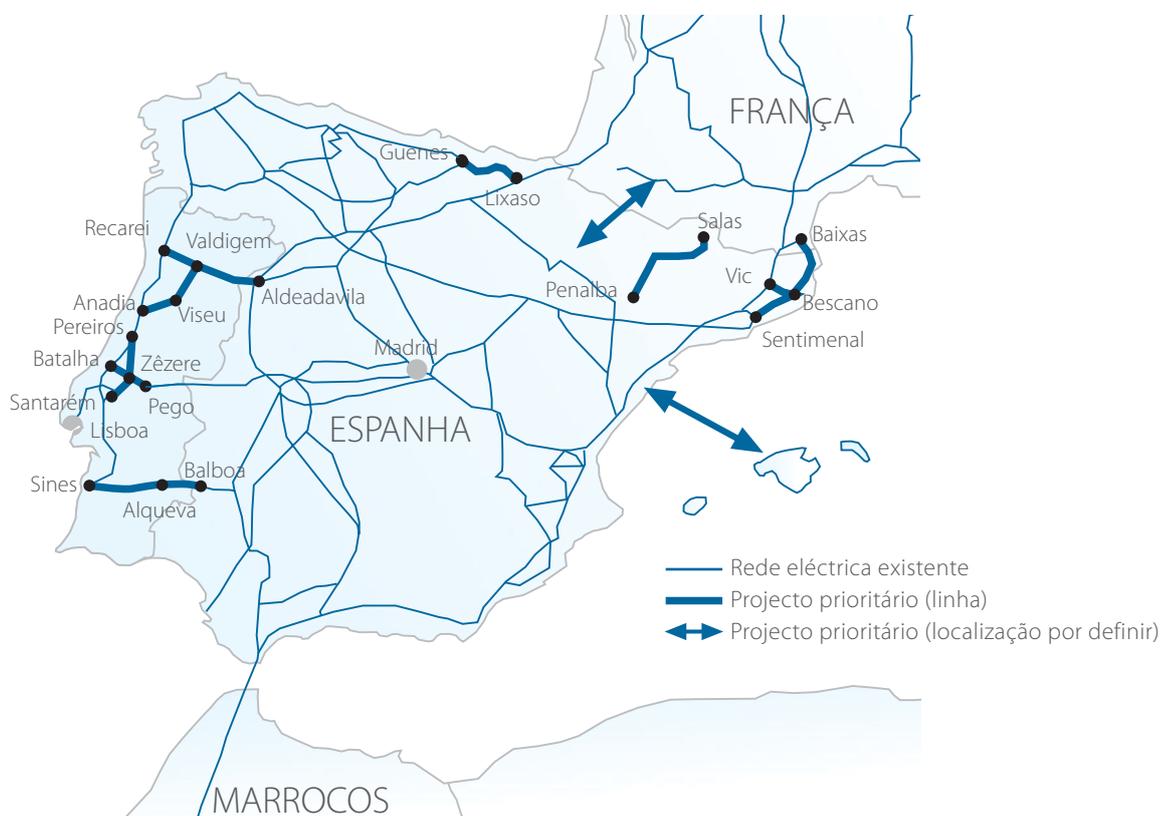
Neste quadro, é fundamental que as interligações

sejam geridas de modo a constituírem um factor de flexibilidade, adaptabilidade e promoção da eficiência no MIE e, por outro lado, que as redes internas estejam aptas a receber e a escoar os trânsitos resultantes do funcionamento do mercado. Para o efeito, os TSO têm que disponibilizar uma estrutura segura e eficiente, harmonizar regras e códigos de exploração, definir metodologias de acesso às redes e gerir os congestionamentos de forma não discriminatória.

Neste contexto, a cooperação entre TSO, consubstanciada através da respectiva associação Europeia (ETSO), tem vindo a assumir um papel essencial no sentido da harmonização da legislação e da regulamentação das transacções comerciais transfronteiriças. Do resultado desta cooperação são de destacar os acordos já alcançados relativamente à harmonização das tarifas de transporte, ao estabelecimento de mecanismos de compensação entre TSO dos estados membros para a gestão dos trânsitos entre as fronteiras e à gestão não discriminatória dos congestionamentos das interligações.

Estes preceitos constituem um requisito essencial para o estabelecimento de uma plataforma transnacional de trocas de electricidade, que garanta que qualquer cidadão, em qualquer parte do espaço da UE, possa adquirir energia segundo o princípio da livre escolha contratual. No entanto, é também necessário assegurar a existência de um nível adequado de capacidade física de interligação entre os sistemas dos diversos Estados Membros.

Posteriormente, em Junho de 2004, no âmbito do programa *Trans-European Energy Networks*, a Direcção Geral da Energia e Transportes da Comissão Europeia identificou os conjuntos prioritários de ligações transfronteiriças, cujo reforço ou construção se revelam essenciais ao funcionamento do MIE, entre os quais se destaca o eixo França – Espanha – Portugal.



Fonte: Comissão Europeia

Neste sentido, na Cimeira de Barcelona de Março de 2002, foi fixado pelo Conselho Europeu o objectivo de os Estados Membros alcançarem, até 2005, um nível de interligação correspondente a pelo menos 10% da sua capacidade instalada de produção³, de acordo com uma proposta da Comissão Europeia, de Dezembro de 2001, relativa à infra-estrutura europeia de energia⁴, o que foi já alcançado por Portugal.

No âmbito do quadro de referência da criação do MIE, têm sido constituídos alguns mercados regionais no espaço da UE. Os Estados Membros que compõem estes mercados caracterizam-se, de uma forma geral, pela existência de interligações fortes entre si e de regras harmonizadas no que diz respeito a regulamentos, a exploração das redes e ao funcionamento do mercado.

³Conclusões da Presidência, Conselho Europeu de Barcelona de 15-16 de Março de 2002, p.15, 16.3.202, nº 100/1/02.

⁴COM(2001) 775 final – Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho "A infra-estrutura europeia de energia" de 2001-12-20.

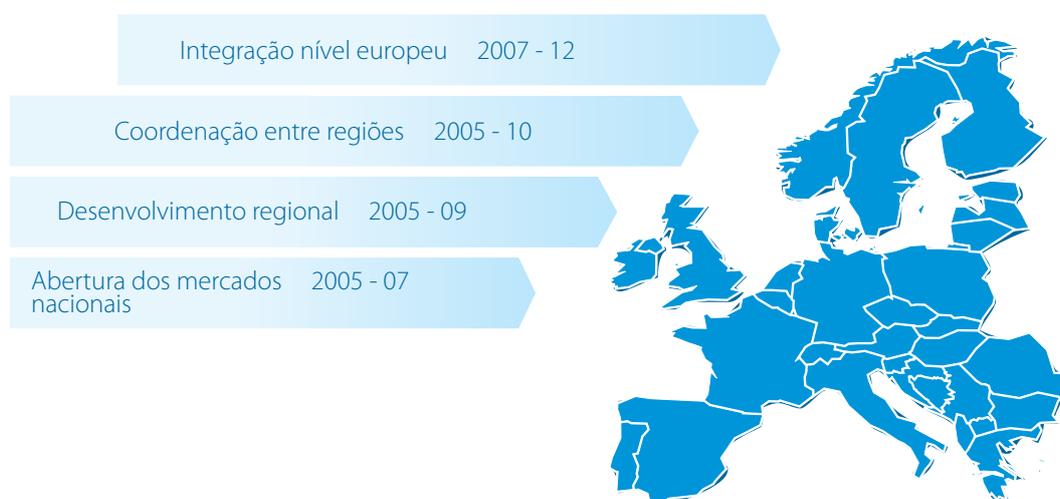
Nesta linha, foi revisto em Outubro de 2004, na Cimeira de Santiago de Compostela, o Acordo internacional entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, para constituição do Mercado Ibérico de Electricidade – MIBEL. Na XXI Cimeira Luso-Espanhola de Évora, em Novembro de 2005, os Governos de Portugal e Espanha reafirmaram o seu empenho na construção do MIBEL e ambos os países acordaram prosseguir o reforço das ligações através de novas interligações a Sul, Algarve-Andaluzia; e a Norte, Eixo Internacional do Noroeste, que deverão estar concluídas em 2011. Na sequência do Acordo de Santiago, os dois países acordaram que, durante 2006, serão dados passos firmes para a criação do MIBEL.

À semelhança do que ocorre noutros mercados regionais europeus, os operadores dos dois sistemas ibéricos – a REN e a sua congénere espanhola REE – têm assumido um papel fulcral e pró-activo em matéria de concretização de reforços das respectivas interligações. Os importantes investimentos já em curso e a realizar nos próximos anos nas infra-estruturas de transporte e interligação de Portugal e Espanha permitirão aumentar a capacidade disponível na rede para trocas comerciais entre Portugal e Espanha dos

actuais 800-900 MW para cerca de 1 700-1 800 MW, em 2008. Sublinha-se que para 2006 se estima já um aumento da capacidade de trocas entre Portugal e Espanha, face a 2005, da ordem de 150-200 MW, reflexo do programa progressivo e coordenado de reforços em ambas as redes⁵. Espera-se ainda elevar a capacidade física de ligação da península ibérica com França dos actuais 1 400 MW para 2 600 MW, em 2006, e mais tarde para 4 000 MW.

Espera-se que a concretização do MIBEL e a consolidação de outros mercados regionais europeus venham a convergir até 2010 para um Mercado Eléctrico Europeu plenamente operacional e concorrencial, garantindo a todos os consumidores a livre escolha de fornecedores e a todos os fornecedores o livre abastecimento dos seus clientes, com níveis adequados de segurança de abastecimento e preservação do meio ambiente.

A transparência, a competitividade e a confiança nos mecanismos de mercado são alguns dos elementos necessários à estabilidade do MIE, cabendo à monitorização garantir que o modelo de funcionamento poderá ser adaptado e melhorado ao longo do tempo.

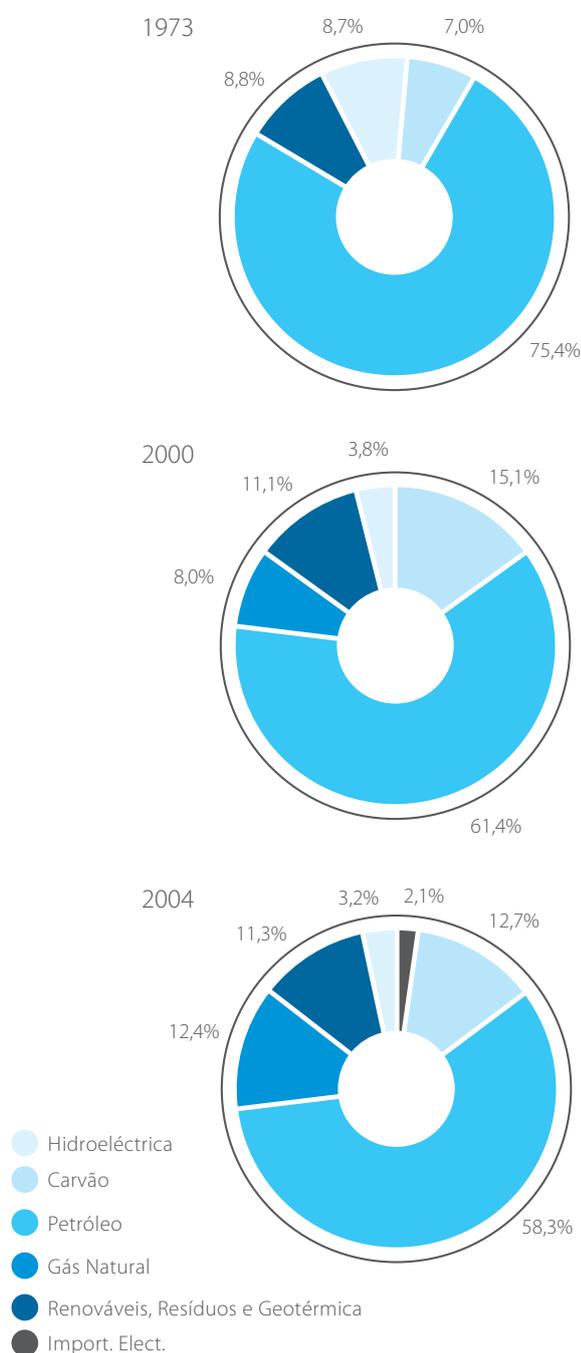


⁵Conclusões dos estudos do Grupo de Trabalho REN-REE – MIBEL.

Os Desafios do Mercado Nacional

A Electricidade no Contexto Energético Global

Consumo de energia primária em Portugal



O consumo de energia primária mundial tem vindo a desacelerar, não só porque as taxas de crescimento dos países de alta capitação tendem a decrescer, mas também porque depois dos choques petrolíferos se estabeleceram políticas de retenção do consumo de energia. Assim, a taxa de crescimento do consumo bruto de energia primária baixou de 5% no período 1960-1973 para 1,2% no período 1973-2004.

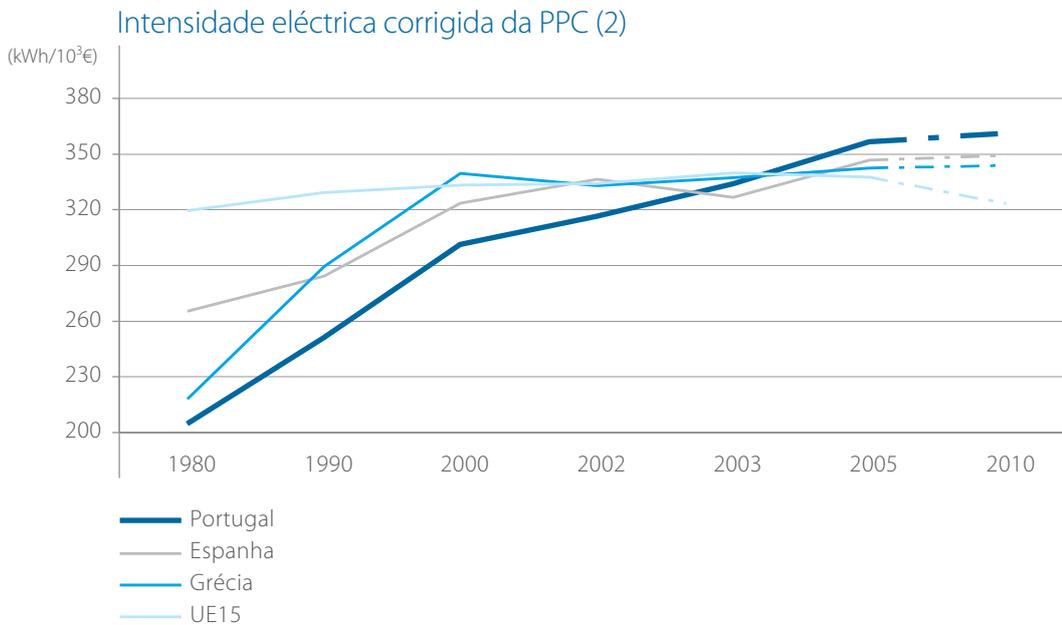
Outra orientação, no sentido do melhor aproveitamento e da diversificação das fontes energéticas, respeita à redução da contribuição do petróleo, a qual passou de 53,0% em 1973 para 40,7% em 2004, no conjunto da OCDE. Em Portugal, a situação é menos favorável, mas a contribuição do petróleo passou, ainda assim, de 75,4% para 58,3%, respectivamente.

A relação consumo de energia primária / PIB tem diminuído nos países mais desenvolvidos, variando de 0,44 tec/10³US\$ em 1973 para 0,28 tec/10³US\$ em 2004, na Europa OCDE. Em Portugal, a variação teve o sentido inverso, aumentando, respectivamente, de 0,22 tec/10³US\$ para 0,35 tec/10³US\$.

A contribuição da electricidade para o consumo final de energia tem vindo a crescer a nível mundial, o mesmo sucedendo em Portugal, onde subiu de 11,5% em 1973 para 17,8% em 2003, prevendo-se que continue em ascensão.

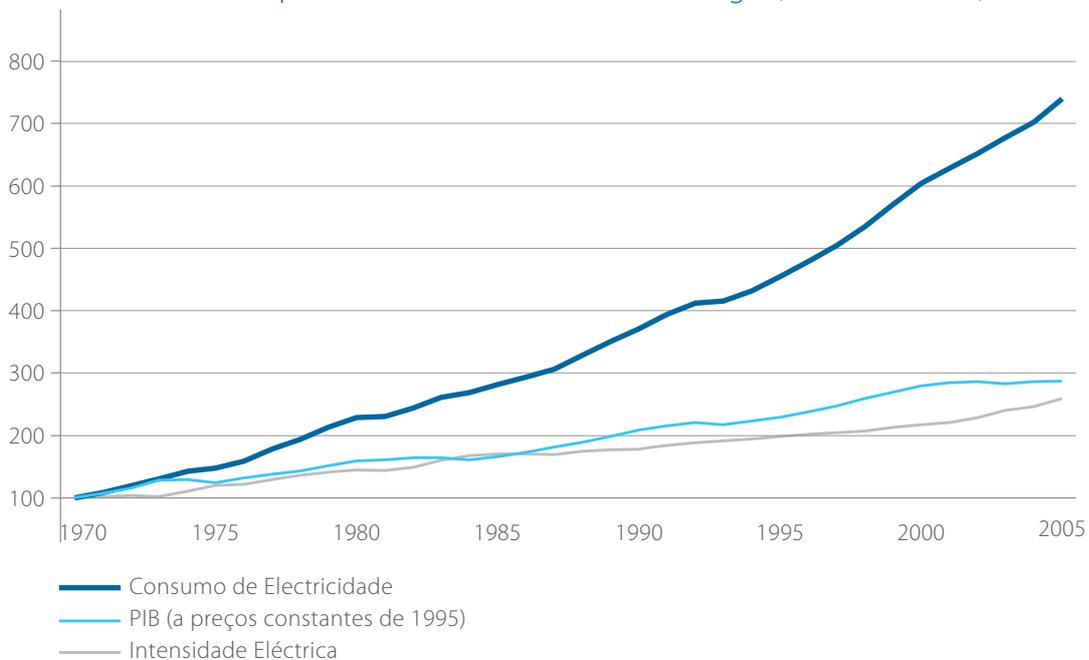
Desta forma, tem-se registado em Portugal um crescimento assinalável da intensidade eléctrica⁶, o que também se verificou em outros países do sul da Europa até data recente.

⁶Indicador que representa o consumo de electricidade por unidade monetária de PIB.

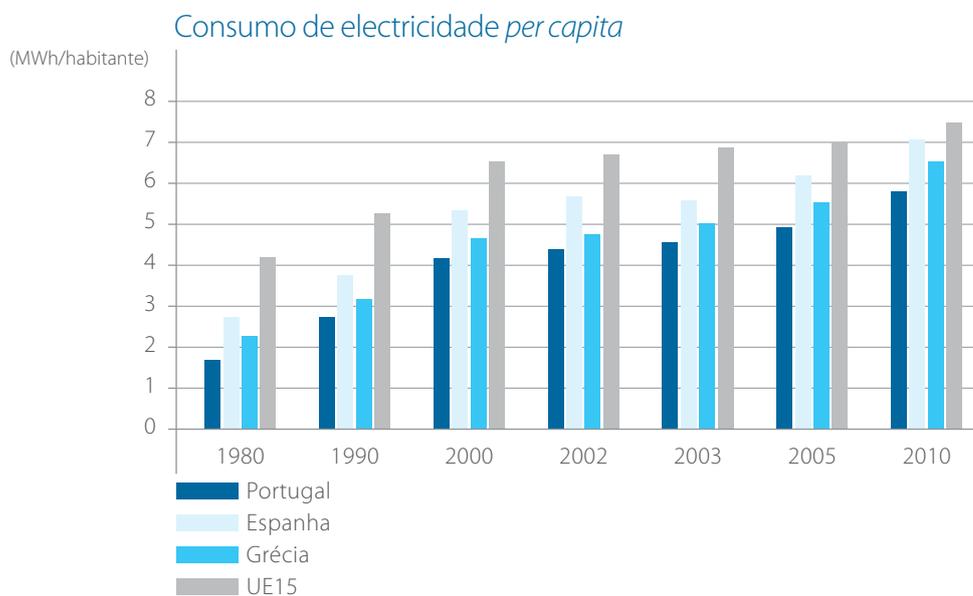


Desde 1970, a procura de electricidade cresceu mais de sete vezes – correspondendo a uma taxa média anual de praticamente 6% - enquanto que o PIB, a preços constantes de 1995, não chegou a triplicar.

Números índices para diversos indicadores em Portugal (base 100=1970)

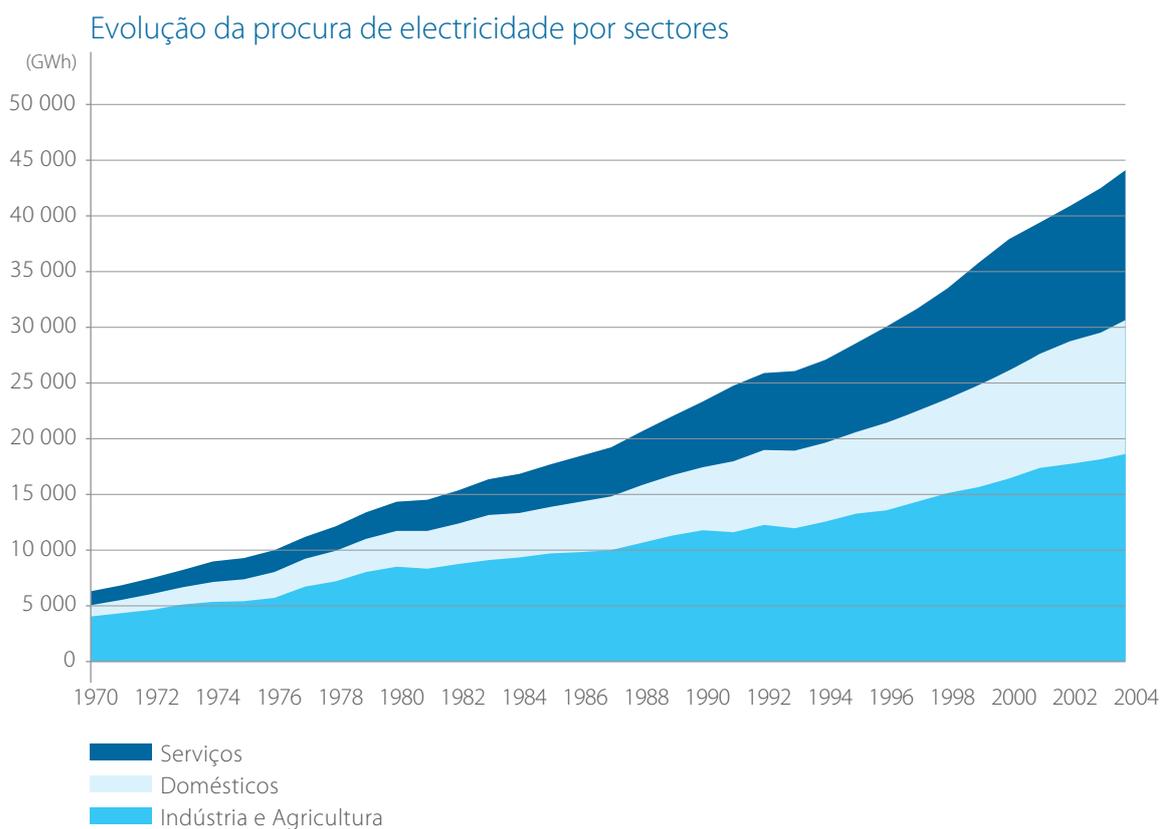


Apesar disso, Portugal continua a apresentar um consumo per capita inferior ao da média da UE-15 e de outros países do Mediterrâneo Europeu. No entanto, a tendência tem sido para uma convergência deste indicador com os valores da UE-15.



Em termos da distribuição da procura de electricidade por sectores, tem-se observado uma perda de importância do sector Indústria em favor dos sectores dos Serviços e Doméstico. Apesar disso, a Indústria representa, ainda, a maior fatia de consumo de electricidade com 42% (dados de

2004). Os sectores Doméstico e dos Serviços dividem a restante procura, quase igualmente com 27% e 31% respectivamente. Aliás a taxa de crescimento média da procura destes dois sectores nos últimos 35 anos foi idêntica - 7,3% - ao passo que na Indústria esta taxa se situou nos 4,6%.



Evolução do Consumo de Energia Eléctrica

Em 2005, o consumo de energia eléctrica, em Portugal Continental abastecido a partir da rede pública aproximou-se dos 48 TWh, mantendo um ritmo de crescimento elevado, com uma variação de 5,4% face ao ano anterior. Corrigindo o efeito de temperatura e número de dias úteis, este valor desce ligeiramente, mas fica ainda assim em 4,7%.

Consumo

	TOTAL SEP+SENV [GWh]	Evolução [%]	Evol. Corrigida ⁽¹⁾ [%]
2001	40 015	5,5	5,6
2002	40 664	1,6	2,6
2003	43 061	5,9	4,3
2004	45 500	5,7	4,5
2005	47 947	5,4	4,7

(1) Correção de temperatura e dias úteis.

Acompanhando a evolução do consumo, a potência máxima solicitada à rede pública atingiu um novo máximo em 27 de Janeiro, com 8 528 MW, cerca de 280 MW acima do máximo verificado em 2004.



Evolução dos Mercados de Combustíveis e Repartição da Produção

À semelhança do que sucedeu nos dois anos anteriores, em 2005 o preço do petróleo voltou a subir fortemente. No início do ano o Brent transaccionava-se a 38 USD/bbl, atingindo o máximo em Setembro com 67 USD/bbl. A média do ano foi de 55 USD/bbl, face aos 38 USD/bbl do ano anterior. Mesmo considerando a desvalorização do Dólar face ao Euro, verifica-se este ano, um aumento no preço do petróleo de 25%. Ainda em Euros, este aumento é já, nos últimos 5 anos, de 40%.

Em consequência os preços do gás natural e fuelóleo tiveram subidas semelhantes. No caso do fuelóleo a média anual CIF ARA e MED passou de 178 USD/t em 2004 para 270 USD/t este ano.

No caso do carvão, que em 2004 atingiu os valores mais elevados de sempre, com uma média anual CIF ARA de 72,5 USD/t, verificou-se algum abrandamento em 2005 com a cotação média a situar-se em 61 USD/t.

No primeiro ano do Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂, os preços oscilaram entre

abaixo da média. O mês de Dezembro foi o menos desfavorável, ainda assim com afluências de apenas 60% do normal.

Assim, a produção hidroeléctrica do SEP e SENV reduziu-se em 50% face a 2004, e contribuiu em apenas 9% para o abastecimento do consumo nacional, com o conseqüente reforço da componente térmica. As centrais térmicas do SEP e SENV abasteceram 63% do consumo nacional.

Com a entrada em serviço do 3º grupo da central de ciclo combinado do Ribatejo, a potência instalada em Portugal nas centrais a gás natural atingiu os 2 166 MW, ultrapassando os 1 776 MW das centrais a carvão. Apesar disso as centrais a carvão, abastecendo 29% do consumo, continuaram a constituir a principal fonte de abastecimento do sistema eléctrico nacional, devido aos custos mais baixos do combustível (mesmo com incorporação dos custos de CO₂) e também à disponibilidade limitada de gás natural. Apesar do elevado saldo importador e do aumento das entregas dos Produtores em Regime Especial,

Repartição da produção [GWh]

	Prod. SEP+SENV+EDIA		Saldo Importador	Prod. regime especial		
	Hídrica	Térmica		Hídrica	Térmica	Eólica
2001	13 394	24 313	239	671	1 645	238
2002	7 261	29 357	1 899	707	1 771	340
2003	14 670	22 394	2 794	1 025	2 188	475
2004	9 216	25 749	6 479	689	2 994	781
2005	4 523	30 621	6 820	395	4 437	1 728

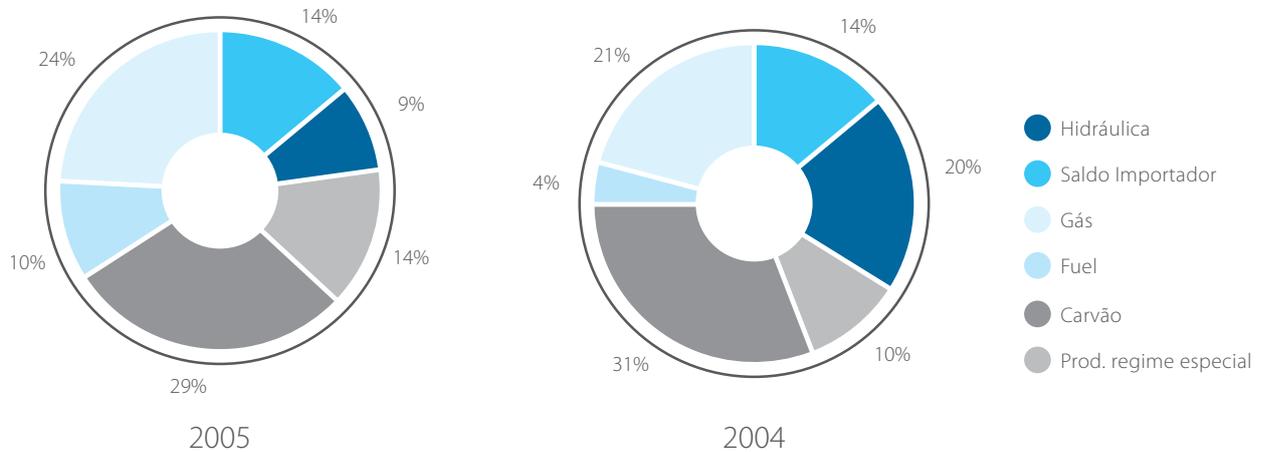
valores abaixo dos 10 €/t no início do ano e 29 €/t em Julho. No final do ano o CO₂ cotava um pouco acima dos 20 €/ton.

As condições hidrológicas que já tinham sido negativas em 2004 agravaram-se ainda em 2005, com afluências de apenas cerca de 40% do normal, semelhante ao pior registo verificado até hoje, em 1992. No final do ano completou-se um período de 14 meses consecutivos com afluências muito

as centrais mais caras, a fuelóleo, tiveram também uma utilização muito significativa, representando 10% do consumo nacional.

No conjunto, as centrais térmicas portuguesas terão ultrapassado as licenças de emissão de CO₂, de acordo com o PNALE em cerca de 4% (considerando como referência 1/3 das licenças atribuídas para o triénio 2005-2007).

Repartição da produção por tecnologias

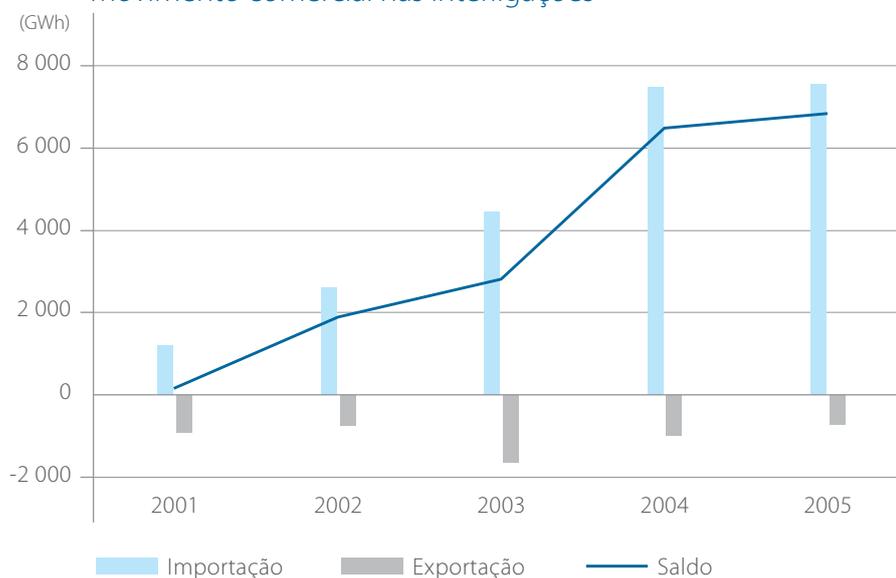


A Produção em Regime Especial cresceu quase 50% face ao ano anterior e abasteceu já 14% do consumo nacional. Sem novos aproveitamentos e com o ano muito seco, as mini-hídricas reduziram em mais de 40% a sua produção. Nos produtores térmicos o crescimento, de 48%, deveu-se essencialmente à passagem de grandes cogeneradores para o regime da portaria 399/2002. Sem esse efeito o crescimento teria sido pouco significativo. Finalmente, a produção eólica cresceu mais de 120%, resultado da entrada em serviço, este ano, de 30 novos parques, totalizando cerca de 400 MW, e elevando a potência eólica ligada à rede a cerca de 900 MW.

Nas trocas com Espanha verificou-se o saldo

importador mais elevado de sempre, 6,8 TWh, abastecendo 14% do consumo Português. A capacidade importadora média disponibilizada pela Rede Nacional de Transporte aumentou este ano em 11%, verificando-se ainda assim alguns congestionamentos na interligação, nomeadamente no Verão, altura em que a capacidade esteve mais condicionada devido a trabalhos e a dificuldades do sistema espanhol. O saldo importador resultou da actividade dos agentes do SENV a operar em Portugal com importações de 5,5 TWh e exportações sem significado. Da actividade da REN enquanto Agente Comercial do SEP resultou igualmente um saldo importador de 1,4 TWh, com importações 2,1 TWh e exportações de 0,7 TWh.

Movimento comercial nas interligações



Mercado Eléctrico Não Vinculado

Em 2005 manteve-se um crescimento assinalável no mercado eléctrico não vinculado, com os clientes do SENV a representarem 22% da totalidade do consumo abastecido pela rede pública, contra 16% no ano anterior. Este crescimento do consumo

No entanto, destaca-se em Dezembro, pela primeira vez, uma redução do número destes clientes num valor aproximado de 2%.

A 31 de Dezembro de 2005, encontravam-se em

Consumo

	Total SEP+SENV [GWh]	Evol. [%]	Clientes SEP [GWh]	Evol. [%]	Clientes SENV [GWh]	Evol. [%]
2001	40 015	5,5	39 469	4,7	547	140,5
2002	40 664	1,6	39 645	0,4	1 019	86,4
2003	43 061	5,9	38 756	-2,2	4 305	322,5
2004	45 500	5,7	38 275	-1,2	7 225	67,8
2005	47 947	5,4	37 419	-2,2	10 528	45,7

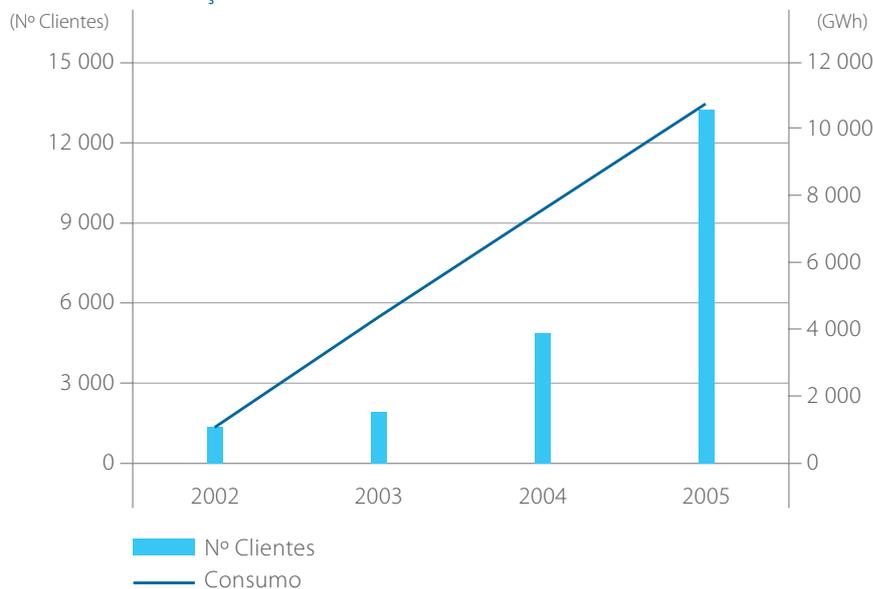
do SENV, levou, tal como vem acontecendo nos últimos anos, a uma redução do consumo do SEP que se cifrou em cerca de 2%. Desde o máximo atingido em 2002, o consumo SEP acumula no final de 2005 uma redução de 5,3%.

Também o número de clientes em actividade no SENV teve neste ano um acréscimo de 8 392 unidades.

actividade no SENV 13 231 clientes nacionais, repartidos da seguinte forma:

- 5 - instalações abastecidas em Muito Alta Tensão;
- 13 - instalações abastecidas em Alta Tensão;
- 5 124 - instalações ligadas em Média Tensão;
- 8 089 - instalações abastecidas em Baixa Tensão Especial.

Evolução do número de clientes e consumo do SENV

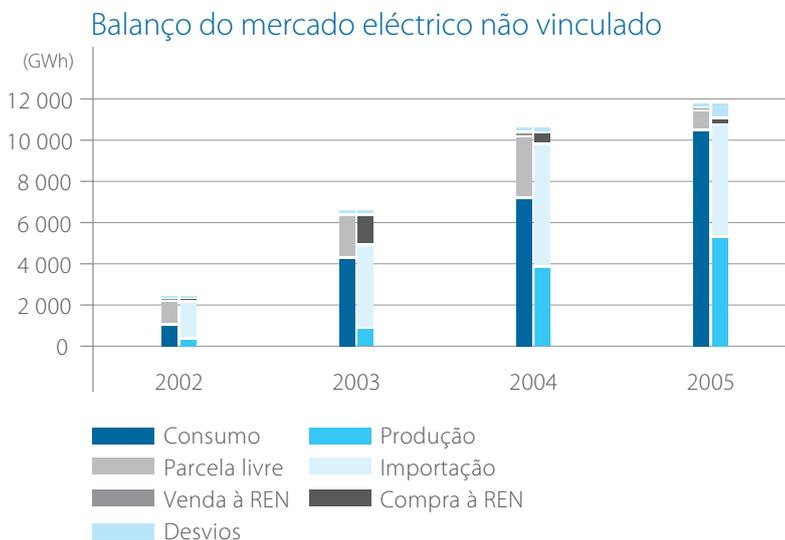


Salienta-se o elevado número de mudanças de fornecedor no SENV, tendo 6 352 clientes já em actividade neste sistema optado por exercer o seu livre direito de escolha, embora maioritariamente dentro do mesmo grupo empresarial. Note-se ainda que, no final de 2005, cerca de 25% dos clientes elegíveis (todos os ligados em MAT, AT, MT e BTe) estavam em actividade no SENV, representando 40% do consumo elegível.

Em 2005 verificou-se o reforço da capacidade de produção do SENV com a entrada em serviço do terceiro grupo da Central Termoeléctrica do Ribatejo (392 MW), elevando assim a potência de geração instalada no SENV para cerca de 1 400 MW, o que

justifica o aumento de cerca de 2 TWh na emissão dos produtores não vinculados, um crescimento de 37% face ao ano anterior. Cerca de 8% do consumo do SENV foi assegurado por aquisições à REN na qualidade de Agente Comercial do SEP (incluindo Contratos Bilaterais Físicos, Contratos de Garantia de Abastecimento e Desvios), sendo o restante repartido de forma semelhante pela produção própria e por importação.

O peso da energia transaccionada no SENV atingiu em 2005, 24% do total nacional. Este valor inclui as aquisições da EDP Distribuição, destinadas a abastecimento dos seus clientes do SEP, no âmbito da Parcela Livre, e que representou este ano apenas 2% do consumo total.



A Portaria 138/2005 que regulamenta os Decretos-lei 184 e 185 de 2003 proporcionou condições para que se efectivasse, neste ano, a constituição de um Comercializador e cinco Agentes Externos.

Promoção da Utilização de Fontes de Energias Renováveis

Na linha das suas reais preocupações com a qualidade ambiental e o desenvolvimento sustentável, a REN entende dever tomar uma posição activa na respectiva defesa e colocar à disposição do mercado de electricidade mecanismos que permitam a promoção da valorização mais respeitadora da sustentabilidade ambiental, nomeadamente a obtida por meio de fontes renováveis.

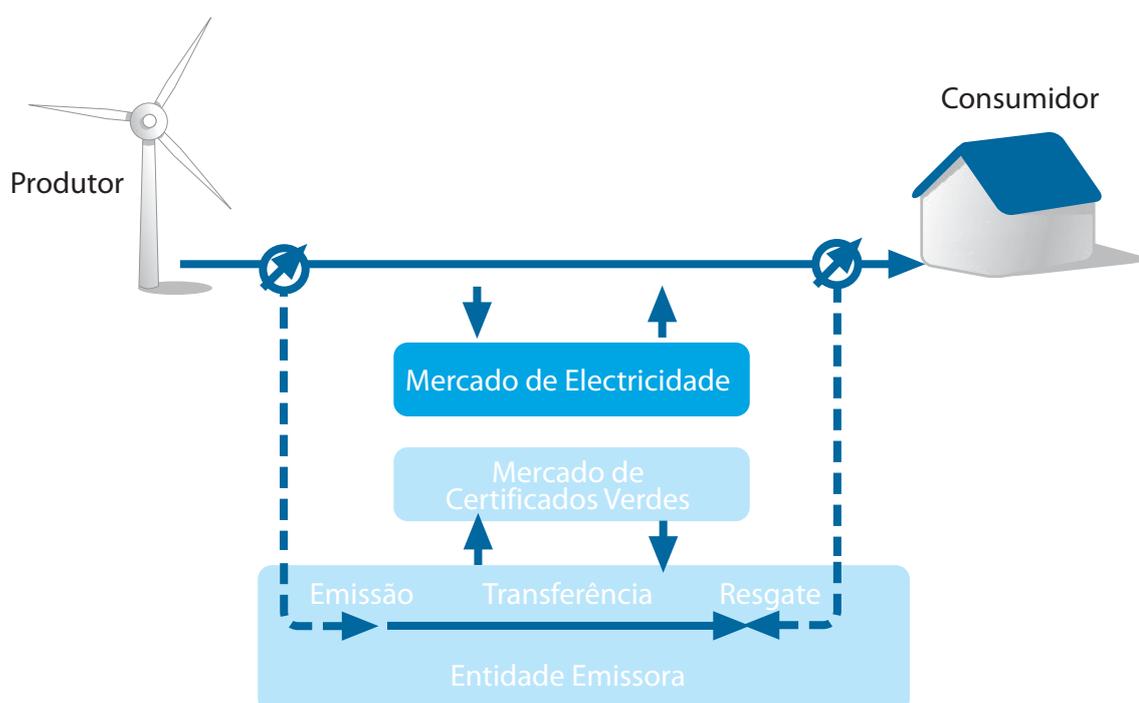
Um destes mecanismos é o Sistema *RECS-Renewable Energy Certificate System* que tem como objectivo incentivar a produção de energia eléctrica proveniente de fontes renováveis e garantir ao consumidor/comercializador que, ao adquirir um certificado RECS, está a fomentar a produção de energias renováveis e a diminuir o consumo de combustíveis fósseis e a emissão de gases nocivos para a atmosfera.

Por cada MWh de energia eléctrica produzida por instalações registadas no sistema é emitido um certificado RECS que o produtor pode transaccionar

no mercado. A remuneração obtida desta forma serve como complemento à obtida pela venda de energia no mercado de electricidade e constitui um prémio adicional para o produtor que produz energia eléctrica a partir de uma fonte renovável. Por sua vez o consumidor/comercializador que adquirir o certificado tem a garantia da sua proveniência.

O valor do certificado advém da garantia de que a energia eléctrica, efectivamente, foi produzida por fontes renováveis, atributo que é valorizado pelos utilizadores e permite ao adquirente comprovar esse facto. A existência dum sistema deste tipo permite ao comercializador delinear estratégias de diversificação de produtos, podendo oferecer no mercado, de forma inovadora, a denominada "energia verde".

Este sistema de mercado de certificados tem um âmbito europeu, podendo-se livremente transaccionar certificados entre os países assinalados no mapa seguinte.





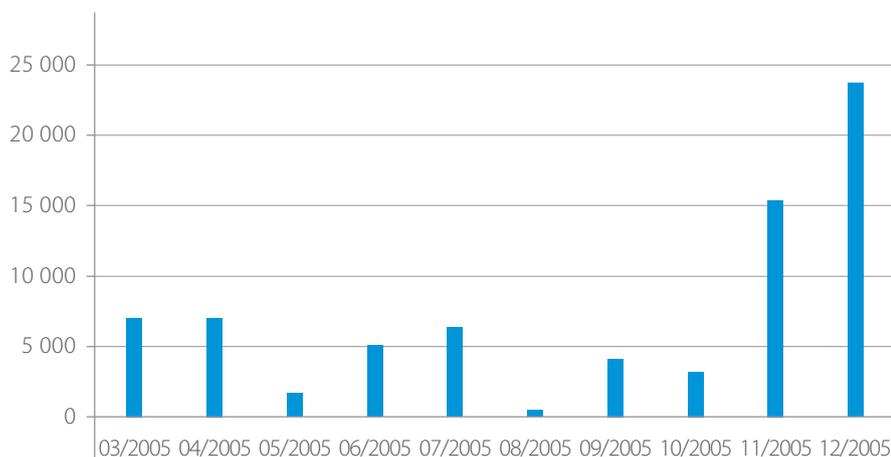
A REN é desde 1 de Dezembro de 2003 a entidade emissora nacional de certificados RECS, sendo, desde então, membro efectivo da *AIB-Association of Issuing Bodies*. No âmbito desta actividade, a REN é actualmente responsável pela:

- Gestão do processo de registo/certificação no sistema RECS de centrais eléctricas;
- Emissão, transferência e resgate de certificados RECS;
- Realização de auditorias às instalações de produção, registadas ou a registar no sistema RECS.

Actualmente encontram-se registados neste sistema quatro centrais referentes a aproveitamentos hidroeléctricos localizados no Sistema da Serra da Estrela com uma potência total de 68 MW.

A efectiva emissão de certificados iniciou-se a 2 de Março, tendo sido emitidos 73 922 certificados RECS correspondentes a energia eléctrica produzida entre Março e Dezembro de 2005.

N.º de certificados emitidos



Actividade da REN em 2005

Regulação Económica

A Envolvente Regulatória da Actividade da REN

A REN, 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).

As actividades reguladas exercidas pela REN englobam um conjunto de funções essenciais ao correcto funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN). A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica compreende a aquisição de energia eléctrica para abastecimento dos consumos do SEP e a elaboração de estudos para o planeamento do sistema electroprodutor. A actividade de Gestão Global do Sistema abrange a coordenação técnica do sistema integrado do SEP, a coordenação comercial e o sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV. Na actividade de Transporte de Energia Eléctrica encontram-se as funções de planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da rede de transporte e interligação.

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. Estas tarifas têm vigência anual, com excepção da parte variável da aquisição de energia eléctrica, que tem sido ajustada trimestralmente, reflectindo, com dois trimestres de atraso, os desvios ocorridos nos preços dos

combustíveis. Este mecanismo deixou de vigorar no final de 2005, passando os desvios de preços combustíveis a ser objecto de uma reconciliação tarifária com atraso anual, à semelhança dos restantes custos incluídos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

Durante 2005, a ERSE fez publicar (Despacho nº 18993-A/2005, de 31 de Agosto), alterações a três dos regulamentos da sua responsabilidade: Tarifário, Relações Comerciais e Acesso às Redes e às Interligações, não só para os compatibilizar com a legislação nacional publicada em 2003 e 2004, mas também para enquadrar as disposições da Directiva 2003/54/CE e do Regulamento 1228/2003. A maioria das disposições destes novos regulamentos apenas entrará em vigor com o início do funcionamento dos mercados organizados.

Nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, foram aprovados os acordos relativos à cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia celebrados entre a REN e a CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Energia, S. A. (Despacho n.º 4672/2005, de 4 de Março).

Assinala-se, ainda, a aprovação do Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE) para o período 2005-2007 (Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 4 de Março) que, no seguimento do Decreto-Lei n.º 243-A/2004, vem atribuir licenças de emissão de dióxido de carbono a várias instalações industriais, em que se incluem as centrais termoeléctricas. Estão também previstos mecanismos de transacção de licenças entre instalações, o que corresponde a produzir sinais económicos tendentes à reafecção óptima a cada instalação da emissão global máxima pretendida. Estas disposições tiveram reflexos na "ordem de mérito" gerida pela REN, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica das várias centrais vinculadas por contrato.

Por iniciativa da ERSE, a REN participou, em 2005, numa acção de *benchmarking* relativa a custos de investimento e de operação e manutenção, que envolveu os operadores da rede de transporte da Áustria (Verbund APG), da Dinamarca (Elkraft e Eltra), da Holanda (Tennet) e da Noruega (Statnett). Neste processo, os custos globais em análise da REN foram considerados estar sobre a média dos correspondentes custos europeus normalizados, apresentando duas das outras empresas custos 15 a 20% acima e situando-se as duas restantes 15 a 20% abaixo.

Consequência das Tarifas Fixadas para 2005

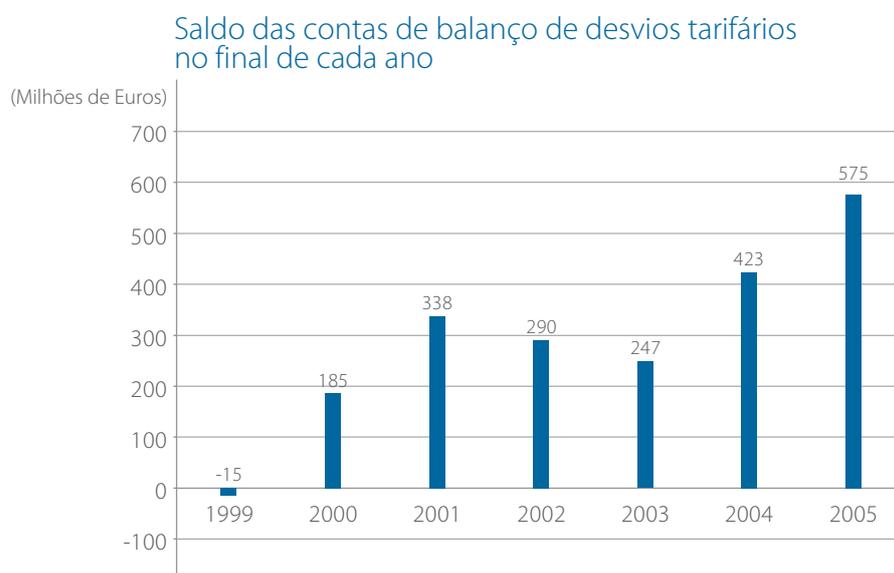
No início do ano 2005, o saldo de todos os desvios tarifários era favorável à Empresa e ascendia a cerca de 423,0 milhões de euros. Estes desvios eram, na sua quase totalidade, relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, sendo de realçar a parcela relativa à remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores do SEP de cerca de 204,6 milhões de euros.

Durante o ano, os preços de combustíveis situaram-se significativamente acima dos valores conside-

rados pela ERSE na fixação das tarifas, o que motivou um défice tarifário de custos variáveis de aquisição de energia eléctrica de cerca de 183,8 milhões de euros, parcialmente compensado com a recuperação de 74,3 milhões de euros relativos ao 2º Semestre de 2004 e de 77,3 milhões de euros, relativo ao 1º semestre do próprio ano.

Apesar das tarifas de 2005 pressuporem a recuperação de outros desvios de anos anteriores no montante de 69,1 milhões de euros, foram subestimados 223,2 milhões de euros de outros custos da REN, dos quais cerca de 50% se ficam a dever a maiores custos com Produtores em Regime Especial. A conta de desvios tarifários veio a beneficiar, nos termos da lei, de uma mais-valia da venda de terrenos de centrais térmicas aos correspondentes produtores, no montante de 34,1 milhões de euros, pelo que o saldo global da conta de desvios tarifários, no final de 2005, situava-se em 575,3 milhões de euros, dos quais cerca de 227 milhões de euros correspondiam à remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores do SEP.

No gráfico seguinte apresenta-se, para o período 1999-2005, 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 2006

A ERSE enviou, em 14 de Outubro, às empresas e ao Conselho Tarifário, a sua proposta de "Tarifas para 2006 e Parâmetros para o Período de Regulação 2006-2008".

Sendo o ano de 2006 o início de um novo período regulatório, a ERSE redefiniu em 7% o custo médio ponderado do capital da REN regulatoriamente reconhecido.

A proposta reconheceu nas tarifas de 2006, não só uma grande parte dos desvios tarifários acumulados em anos anteriores, mas também previsões razoáveis de custos de aquisição de energia eléctrica em 2006, resultando daí significativos aumentos tarifários. O mecanismo do regulamento tarifário que limita à taxa de inflação prevista o aumento das tarifas de baixa tensão, ocasionou um galopante "défice tarifário", que será temporariamente financiado pelas empresas do sector e que, nos termos da lei, terá de ser repercutido nas tarifas dos cinco anos posteriores.

O Despacho da ERSE n.º 25901-A/2005, de 15 de Dezembro, veio a fixar, sem alterações significativas

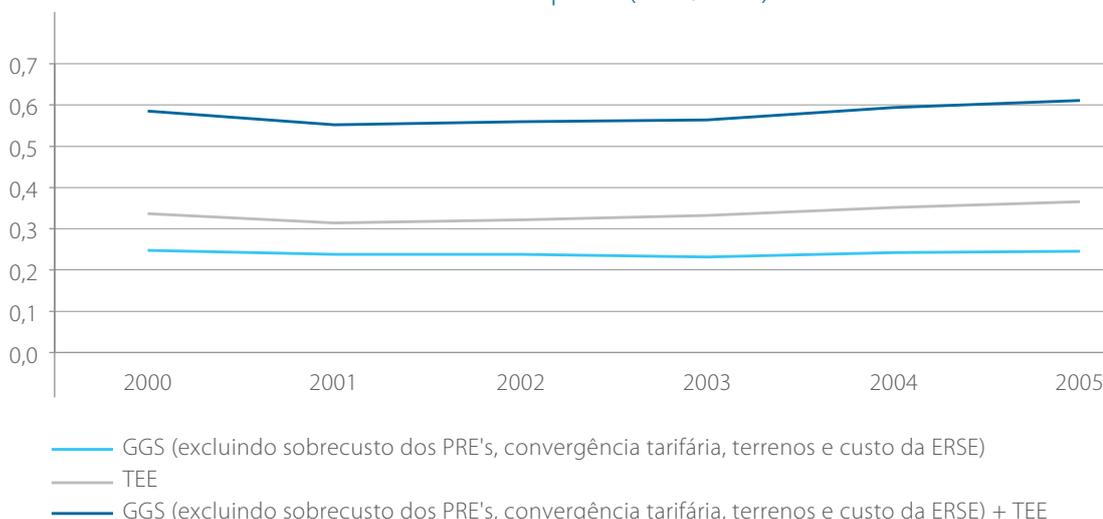
em relação à proposta inicial, apesar das sugestões apresentadas pela REN, os valores dos parâmetros de regulação para 2006-2008 e os valores das tarifas e preços de energia eléctrica e outros serviços para o ano de 2006.

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 2000-2005, retirando da tarifa UGS os sobrecustos de aquisição aos Produtores em Regime Especial, os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e Madeira, os custos associados com os terrenos das centrais e os custos de funcionamento da ERSE imputados ao sector eléctrico, que constituem custos exógenos às funções da REN no âmbito da Gestão Global do Sistema.

Custo médio do acesso à rede de transporte (cent/kWh)



Excluindo os quatro tipos de custos referidos, verifica-se que o custo médio global do acesso à rede de transporte aumentou, em valores nominais, entre 2000 e 2005 cerca de 4,38%, decorrente de um aumento do custo médio da actividade de Transporte de Energia Eléctrica de 8,42% e de uma diminuição do custo médio da actividade de Gestão Global do Sistema de 1,11%. O aumento da primeira parcela traduz o esforço de investimento que a REN tem vindo a efectuar, adequando a rede de transporte às necessidades decorrentes do MIBEL e da expansão da produção eólica.

Trocas Comerciais Transfronteiriças (CBT – *Cross Border Trade*)

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 «Fórum de Florença», 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 levam a que cada operador de rede transporte pague em função das suas exportações e importações líquidas e receba na proporção da energia de trânsito induzida na sua rede.

A continuação do crescimento, durante o ano de 2005, das importações decorrentes de contratações do SENV, ocasionou um saldo pagador para a REN de 5,5 milhões de euros, montante superior em cerca de 40% ao valor de 2004.

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 de Serviço Público, mecanismos financeiros de compensação interanual de custos.

O actual mecanismo de Correcção de Hidraulicidade está 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.

O Despacho n.º 15279/2005, de 13 de Julho, determinou que o preço do fuelóleo considerado no cálculo da correcção de hidraulicidade deixasse de estar limitado a um preço máximo de referência e passasse a corresponder aos custos comprovados de aquisição nos mercados de combustíveis, daí resultando um aumento do risco de hidraulicidade a cobrir pela conta de Correcção de Hidraulicidade.

Em 2005 ocorreu um regime hidrológico extremamente seco. As afluências mensais situaram-se entre 22 e 62% dos correspondentes valores médios, resultando, para a globalidade do ano, um valor de apenas 42% da afluência média anual.

Reflectindo o agravamento de custos de aquisição de energia eléctrica induzido pela seca, a REN recebeu, ao longo do ano 2005, proveitos decorrentes do mecanismo de Correcção de Hidraulicidade no montante de 200,2 milhões de euros.

Rede Nacional de Transporte

Exploração da RNT

Comportamento das Redes

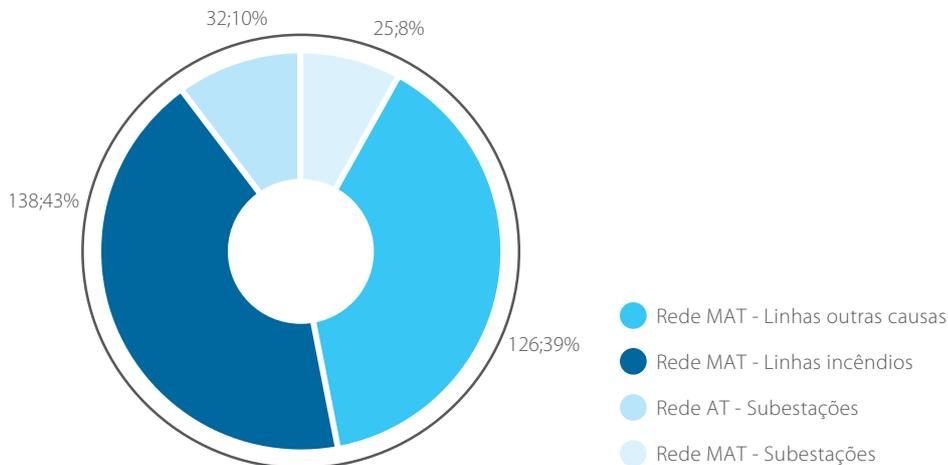
A Rede Nacional de Transporte foi significativamente afectada em 2005 pela vaga de incêndios que assolou o País, com principal incidência e gravidade nas regiões Norte e Centro, à semelhança do que já ocorrera em 2003.

De salientar que 43% do total de incidentes registados ficou a dever-se à referida vaga de

incêndios. O número de incidentes com esta causa foi seis vezes superior ao registado em 2004 e cerca do triplo do registado em 2003.

Apesar desta situação adversa, que nos dias mais críticos colocou fora de serviço simultaneamente duas e, em alguns casos, três linhas de transporte na mesma zona geográfica, foi muito boa a fiabilidade da rede durante o ano. O total de energia não fornecida devido àquelas interrupções foi de 58,1 MWh, o que representa 0,00014% do total de energia fornecida pela REN.

Incidentes 2005



Linhas

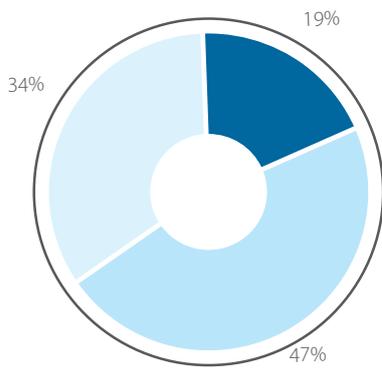
Os principais grupos de causas destes incidentes foram a acção ambiental – 63% (sendo 52% devido a incêndios e 11% devido a aves) e a acção atmosférica – 24% (20% devido a nevoeiro, neblina ou poluição e 4% devido a descargas atmosféricas).

De assinalar a inversão do peso relativo destes dois

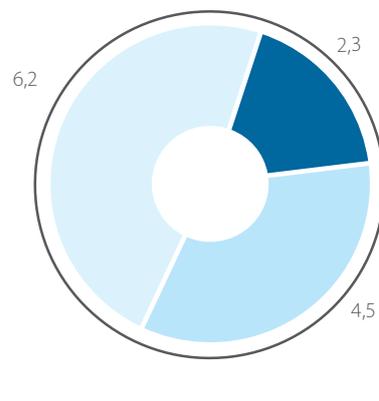
grandes grupos de causas em relação ao ano anterior, facto que tem origem em duas ordens de razões, ambas associadas às condições climatéricas registadas no país: i) o aumento substancial do número de incidentes devido a incêndios, conforme já referido anteriormente e ii) a redução significativa dos incidentes com origem em descargas atmosféricas.

Os defeitos em circuitos apresentados no gráfico seguinte traduzem uma média de 4,1 defeitos por 100 km de circuito da RNT.

Distribuição percentual dos incidentes em linhas MAT



N.º de defeitos em linhas MAT por 100 km de circuito



A figura seguinte ilustra o desempenho da rede nos últimos anos, por nível de tensão, através do número de defeitos registados com origem nas linhas por 100 quilómetros de circuito, evolução muito dependente de causas exógenas como já assinalado.

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



A taxa global de disponibilidade dos circuitos de linha, incluindo os painéis terminais foi, em 2005, de 95,8%. Não considerando as indisponibilidades devidas aos trabalhos de *uprating* e a outros trabalhos (que não de manutenção) a taxa de disponibilidade dos circuitos de linha foi de 98,8%, o que representa uma ligeira melhoria (+0,5%) em relação a 2004.

Subestações

De uma forma geral, os equipamentos MAT e AT das subestações registaram um comportamento muito favorável no seu desempenho em face das condições adversas que tiveram de suportar durante o ano.

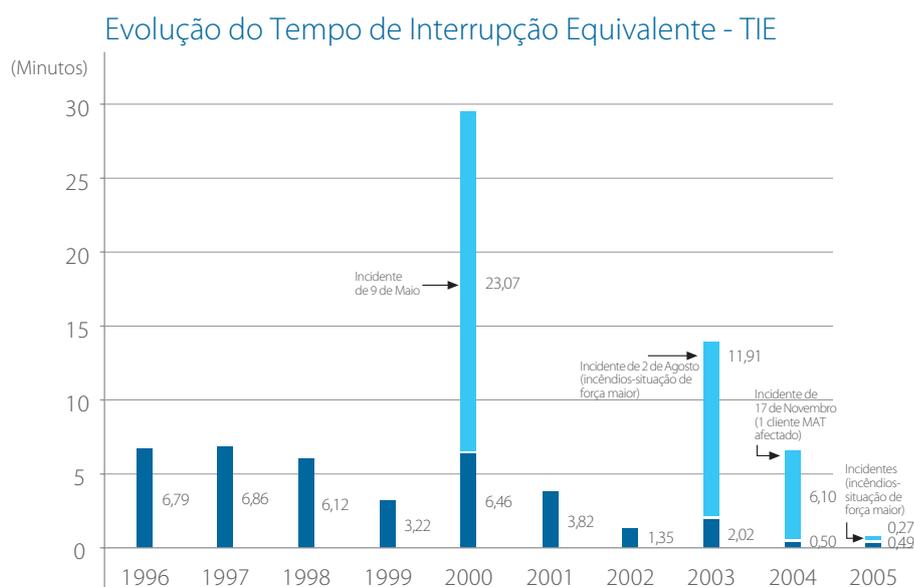
A taxa de disponibilidade média dos transformadores e autotransformadores foi de 97,5%, valor ligeiramente inferior (-0,9%) ao verificado no ano anterior, o que fica a dever-se, sobretudo, a diversas remodelações de longa duração operadas em algumas instalações e que originaram a indisponibilidade prolongada de várias máquinas.

Qualidade de Serviço

O ano de 2005 constituiu o 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 0,76 minutos, dos quais 0,27 minutos ficaram a dever-se a quatro incidentes provocados por incêndios com origem externa à Rede Nacional de Transporte e que configuram situações de força maior, conforme o previsto no artigo 13º do Regulamento da Qualidade de Serviço e nas Normas Complementares ao RQS publicadas pelo Despacho nº 23705/2003 de 18 de Novembro. Não considerando aqueles quatro incidentes, o TIE reduz-se a 0,49 minutos.

Da análise do gráfico seguinte pode constatar-se a tendência para uma melhoria sustentada da continuidade de serviço nos últimos anos, excluídas as situações pontuais e de carácter excepcional e/ou de força maior assinaladas.



Qualidade da Onda de Tensão

Prosseguiu em 2005 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.

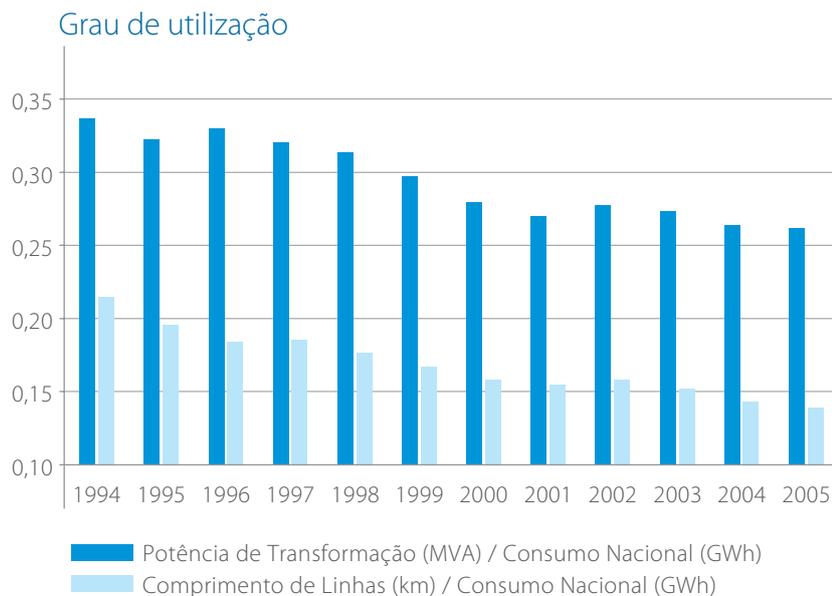
As medições efectuadas continuam a mostrar resultados que se enquadram, de uma forma geral, nos valores recomendados no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Para uma melhor caracterização das perturbações na RNT foi ainda executado, em 2005, um plano complementar de medições a fim de se identificar a proveniência das perturbações em determinados pontos da rede.

Evolução da Rede Nacional de Transporte

No ano de 2005 entraram ao serviço da RNT diversos novos reforços, melhorando, em particular, as capacidades de troca com a rede espanhola e as condições de alimentação às redes de Distribuição.

Relativamente ao nível de utilização dos equipamentos da RNT, apresentados na figura seguinte, verifica-se desde 1996 uma redução continuada dos indicadores considerados, evidenciando uma maior utilização dos elementos da RNT, apesar da entrada em serviço de novos reforços na rede.



Projectos Concluídos em 2005

Destaca-se na zona de Lisboa a colocação em serviço de uma nova linha dupla de 400 kV entre o posto de corte do Ribatejo e a subestação de Fanhões, e o segundo circuito de linha a 220 kV para abastecimento à subestação de Sacavém, o qual possibilitou incrementar significativamente a garantia de continuidade de alimentação a esta instalação.



Nas subestações assinala-se a entrada em serviço de novas unidades de transformação em Vila Fria, Santarém, Setúbal, Ferreira do Alentejo, Tunes e Estói.

No que diz respeito ao sistema electroprodutor é de assinalar a entrada em serviço do terceiro grupo da central termoeléctrica do Ribatejo (392 MW), ligado a 400 kV ao posto de corte do Ribatejo, e dos dois grupos da central hidroeléctrica de Frades (2x98 MW), ligados à rede de 150 kV.

Assinala-se ainda a entrada em serviço do ramal a 220 kV, para o parque eólico de Pampilhosa da Serra e da ligação entre a subestação da Falagueira e o posto de corte de Corgas, a 150 kV, para recepção da produção do parque eólico do Pinhal Interior.

Foi concretizado um largo conjunto de reforços de capacidade de transporte de linhas já existentes, o qual abrangeu a intervenção em perto de 410 km de linhas de 220 kV e em 337 km de 150 kV.

Quanto a meios de compensação do factor de potência, regista-se a entrada em serviço, na subestação de Trajouce, de uma nova bateria com 50 Mvar.

Principais Investimentos em Curso

Reforço na Capacidade de Interligação

Continua em execução o programa de reforço de capacidade de linhas já existentes, algumas delas com influência nos valores das capacidades de interligação, como são os casos das linhas a 220 kV Mogadouro-Valeira, Torrão-Recarei e Torrão-Carrapatelo.

Ligação de Produtores em Regime Especial

Para criar condições para a recolha da produção em regime especial refere-se:

- A abertura da nova subestação 400/150 kV de Pedralva, no Minho.
- A construção da nova subestação de Frades, prevista para 2008, instalação que ficará ligada a 150 kV a Pedralva.
- A nova subestação 220/60 kV de Vila Pouca de Aguiar, na região de Trás-os-Montes.
- Na zona centro fechar-se-á o novo eixo interior que unirá as subestações de Valdigem, Bodiosa (Viseu) e Paraimo (Anadia), construído para 400 kV, mas inicialmente a operar a 220kV.
- Também na zona centro será aberta a nova instalação 220/60 kV de Espariz, prevista para 2008.
- Prevista para 2006 a abertura da nova subestação 220/60 kV de Penela, a Sul de Coimbra.
- Na zona das Beiras, está previsto para 2006 o fecho de uma malha interior, unindo a 220 kV a actual subestação do Ferro à futura de Castelo Branco, continuando a 150 kV até à Falagueira.
- A construção de diversos painéis de linha de 60 kV e também de 150 e 220 kV, tanto em subestações novas como nas já existentes.

Alimentação de Grandes Pólos de Consumo

No concelho de Anadia entrará ao serviço a nova subestação 400/220/60 kV de Paraimo, permitindo melhorar o apoio ao consumo local e eliminar a existência de restrições da capacidade de rede na zona.

A ampliação da subestação da Batalha em 2006, com o nível de tensão de 400 kV, possibilitará o reforço da alimentação aos consumos desta zona e também uma significativa melhoria na capacidade de transporte no eixo a 220 kV entre Pereiros e Rio Maior.

Na região da Grande Lisboa assinala-se o reforço dos 400 kV na subestação de Alto de Mira e também previsto para 2006, o reforço de alimentação a Trajouce, no concelho de Cascais, onde os consumos têm mostrado um elevado ritmo de crescimento.

Na península de Setúbal, para além da abertura da nova subestação 150/60 kV de Trafaria, prevista para 2006, encontra-se calendarizada para 2008 a introdução do nível de tensão de 400 kV na actual subestação de Fernão Ferro, reforço com o qual se conseguirá um aumento significativo da garantia de abastecimento dos consumos da área de influência desta instalação.

No Algarve é urgente a reposição da garantia de abastecimento e evitar sobrecustos de operação de grande significado, continuando em curso os esforços para a concretização de uma linha a 150 kV entre as subestações de Tunes e Estói. Também para 2006, encontra-se programada a abertura de uma nova subestação na zona de Portimão e a construção de uma nova linha ligando esta a Sines.

Continuam também as intervenções com vista ao aumento da capacidade de transporte de linhas já existentes, prevendo-se para 2006 a concretização deste tipo de reforço em nove linhas de 220 e 150 kV.

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

Até ao final de 2005 tinham sido atribuídos pela DGGE, na rede de Muito Alta Tensão, seis Pontos de Recepção para Parques Eólicos e um Ponto de Recepção para uma Central de Cogeração.

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 se destaca o elevado crescimento, quer em número quer em capacidade instalada, da componente eólica.

tecnologia que é utilizada em instalações com consumos próprios.

De referir ainda o crescimento do peso da Produção em Regime Especial no sistema electroprodutor nacional que, em 2005, atingiu cerca de 24% em termos de capacidade instalada e cerca de 14% em termos de contribuição para a satisfação da procura global de energia eléctrica referida à emissão para a rede.

Projectos PRE - Número e potências instaladas e de ligação em 31 de Dezembro de 2005

Natureza	Número de PRE		Potência Instalada [MVA]		Potência de Ligação [MVA]	
	Total em 2005-12-31	Acréscimo em relação a 2004	Total em 2005-12-31	Acréscimo em relação a 2004	Total em 2005-12-31	Acréscimo em relação a 2004
Cogeração	132	4	1 351	24	729	54
Minihídrica	118	3	398	26	386	23
Eólica	105	33	1 156	562	1 055	533
Outros	47	9	374	3	175	6
Total	402	49	3 279	615	2 345	616

A potência eólica instalada ou ligada ultrapassa já os 1 000 MVA, metade da qual foi instalada durante o ano de 2005.

A diferença entre a potência total instalada, 3 279 MVA, e a potência total de ligação, 2 345 MVA, deve-se fundamentalmente à cogeração, tipo de

No que diz respeito aos projectos de Produção em Regime Especial que mais irão contribuir para o aumento da potência de ligação na RNT num futuro próximo – os projectos eólicos – a situação no final de 2005 era a seguinte:

Projectos Eólicos que aguardam concretização pelos promotores

Natureza	Número	Potência de Ligação [MVA]
Projectos com Ponto de Interligação atribuído (Decreto-Lei 168/99)	46	429
Projectos com Ponto de Recepção atribuído (Decreto-Lei 312/2001)	89	2 023
Total	135	2 452

Da potência total indicada no quadro anterior, 1 548 MVA ligarão aos níveis de Muito Alta Tensão e de Alta Tensão da RNT.

A potência eólica já ligada, 1 055 MVA, acrescida da potência eólica atribuída aos promotores para concretização, 2 452 MVA, atinge 3 507 MVA no final de 2005. Se a este valor se adicionar o valor de 1 200 a 1 500 MVA que será atribuído no âmbito do Concurso Internacional para a construção de novos Parques Eólicos – concurso lançado em 2005 e cujo resultado será conhecido em 2006 –, atinge-se cerca de 4 700 MVA a 5 000 MVA, patamar julgado suficiente para o objectivo “39%” definido na Directiva FER – Fontes de Energia Renovável.

Telecomunicações e Sistemas de Informação

No ano de 2005 assistiu-se à concretização dos projectos estruturantes iniciados nos anos anteriores, bem como ao arranque de novos projectos orientados para a segurança e qualidade de serviço dos Sistemas de Informação.

Na vertente da Rede Telecomunicações de Segurança (RTS), foi concluído o projecto de expansão da rede de transmissão de alto débito na tecnologia SDH (*Synchronous Digital Hierarchy*) sobre fibra óptica, à zona sul e interior do país, completando-se, deste modo, a cobertura do território continental.

No âmbito da RTS, foi ainda lançado o processo de estudo e adjudicação da plataforma óptica DWDM (*Dense Wavelength Division Multiplexing*) com capacidade para suportar os serviços críticos de banda larga da Rede de Dados Industrial (RDI), para exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT).

A RDI, adjudicada no final de 2005, disponibilizará em 2006, serviços de comunicação IP (*Internet Protocol*) de banda larga a todos os sistemas informáticos da empresa, sejam eles corporativos ou inerentes à exploração da RNT (Gestor do Sistema, Comando e Controle, Protecções,

Telecontagem, Televigilância, etc.).

Na vertente de comunicações por Feixes Hertzianos, foi concluída a segunda fase de desactivação das frequências de 1,5 GHz (imposição da ANACOM) e instalados novos sistemas potenciados para a banda larga.

No âmbito da Rede Fixa de Voz, foi implementado um novo plano de numeração universal a cinco dígitos que veio contribuir para otimizar a gestão e utilização da rede de voz, simplificando o processo de marcação telefónica (passagem de 7 para 5 dígitos) e melhorando o processo de controlo e taxação das comunicações.

Adicionalmente, pela criação de uma VPN (*Virtual Private Network*) com a rede de telemóveis do operador público, foi possível a integração das comunicações fixas e móveis ao serviço da empresa.

Na prossecução da política de segurança de informação, decorreu a implementação do projecto de DRS (*Disaster Recovery System*) corporativo, tendo-se concluído as fases de consolidação dos sistemas e securização de dados, prevendo-se para o ano de 2006 a conclusão do PRT (Plano de Recuperação Tecnológica).

Este plano, articulado com os Planos de Emergência Interna (PEI) define as metodologias e acções a desenvolver para activação do Datacenter de recurso, em caso de indisponibilidade dos sistemas de produção.

No processo de orçamentação global da REN, prosseguiu a implementação do projecto BW/SEM (*Business Warehouse/Strategic Enterprise Management*), cuja conclusão se prevê para o início de 2006.

Foi criado o domínio informático único (ren.pt), o qual permite uma optimização de gestão dos recursos, flexibilização do acesso dos utilizadores à rede a partir de qualquer posto de trabalho da empresa independentemente da sua localização geográfica, para além do aumento do nível de segurança.

No que respeita à reestruturação dos serviços de sistemas de informação na zona Norte, foi concretizada a transferência de recursos, humanos e tecnológicos, de Vermoim para o complexo de Ermesinde, cujas instalações passam a constituir o *Datacenter* de recurso da gestão da RTS e dos sistemas corporativos.

Na perspectiva de melhoria da estrutura de apoio à gestão e manutenção dos sistemas de informação, foram reforçadas as funcionalidades da plataforma de Helpdesk contemplando, designadamente, o alerta automático via SMS das equipas técnicas, ferramentas de análise estatística, tendo em conta a necessidade de adaptação ao crescimento da infra-estrutura a controlar.

Prosseguiu-se o acompanhamento das questões de âmbito regulatório do sector das Telecomunicações à luz do Acordo de Concessão da Exploração da RNT.

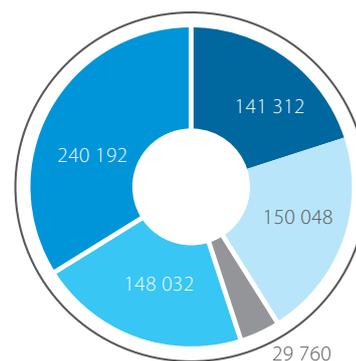
Telecontagem de Energia Eléctrica

A REN, no âmbito da sua função regulamentar Acerto de Contas, prosseguiu com o dever de assegurar a instalação e a operação de um sistema de recolha e processamento dos dados necessários para proceder à liquidação das transacções do SEP e das entidades que actuam no SENV, na qualidade de Agentes de Ofertas, entre os quais tem particular relevância o sistema de telecontagem de energia eléctrica.

Neste ano a informação adquirida pelo sistema de telecontagem da REN teve um crescimento de 16% face ao ano anterior, tendo-se recolhido diariamente cerca de 709 300 registos de contagem.

A produção em regime especial representa já o maior segmento em volume de informação de contagem.

Aquisições diárias de registos de contagem

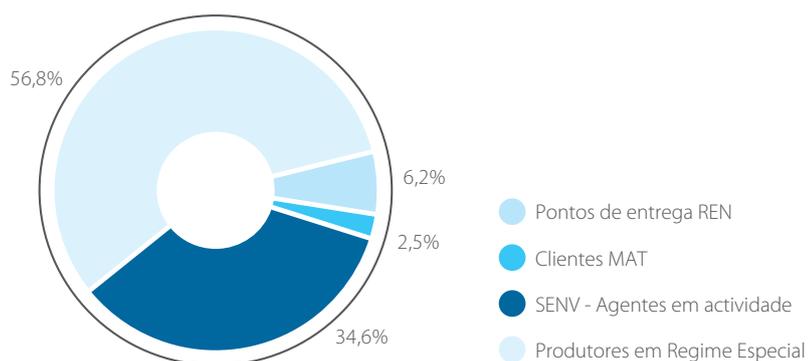


- Pontos de entrega REN
- Produtores vinculados
- Clientes MAT
- SENV - Agentes em actividade
- Produtores em regime especial

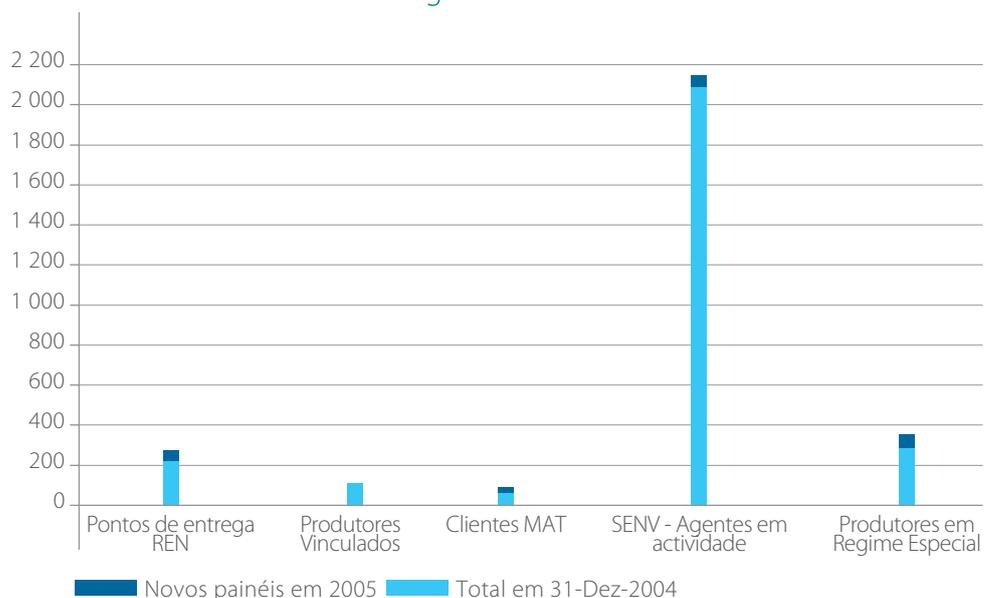
O desenvolvimento do sistema de telecontagem acompanhou a evolução da Rede Nacional de Transporte (RNT) e do Sistema Eléctrico Independente (SEI), tendo sido concluídos os processos de instalação, verificação metrológica, ensaio e colocação em telecontagem de 162 novos pontos de contagem, sendo de realçar que 57% são instalações de Produção em Regime Especial, nomeadamente parques eólicos e instalações com unidades de cogeração.

Confirmando a tendência já iniciada no ano anterior verificou-se um forte crescimento no número de painéis em telecontagem referentes a produtores em regime especial, em sintonia com a evolução e dinamismo que se está a registar no desenvolvimento deste sector de actividade, tendo-se registado um incremento de 44% no número de painéis de contagem face ao início do ano. Neste segmento, para além do aumento no número de instalações, verificou-se igualmente um crescimento na sua dimensão em potência, com particular relevância nos parques eólicos.

Novos painéis em telecontagem em 2005



Nº de Painéis em Telecontagem



Em sintonia com a efectiva preocupação da REN com a garantia da qualidade da informação de suporte à liquidação no âmbito do mercado de electricidade, onde a contagem de energia se revela de importância decisiva, a REN incrementou em 13% o parque de equipamentos que submeteu a verificação metrológica, tendo sido verificados 90 dos seus contadores de energia, cumprindo-se o requisito de periodicidade de ensaio estabelecido pela legislação em vigor.

Neste sector de actividade merece especial referência a elaboração de um “Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados” onde foram reunidas as várias disposições referentes à rede de telecontagem e ao tratamento dos dados, actualmente dispersos por sub regulamentação vária. Este guia, elaborado após a revisão regulamentar publicada em Agosto pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), foi submetido conjuntamente pelos operadores das redes à aprovação daquela entidade, aguardando-se a sua publicação oficial.

RENTELECOM

Criada para rentabilizar a capacidade excedentária da Rede de Telecomunicações de Segurança da REN, o início efectivo da actividade da RENTELECOM – Comunicações, S.A. acabou por se verificar em 2002 coincidindo, aliás, com a fase mais aguda da crise no sector das telecomunicações.

Por essa razão, foi definida na altura uma estratégia, que ainda se mantém, de especial prudência, tendo-se dado prioridade à consolidação dos serviços prestados há longos anos ao sector eléctrico sem, no entanto, descuidar a preparação da empresa para a retoma do mercado.

Para além de se poder considerar como praticamente concluída aquela consolidação, pode dizer-se que no ano de 2005 se verificou o primeiro investimento com alguma relevância, dado que, até à data, a utilização da capacidade excedentária da rede da REN tem suprido as solicitações dos clientes. Neste mesmo ano iniciou-se a prestação de serviços completos de telecomunicações a novos produtores eólicos e hídricos.

O ano de 2005 foi, também, marcado pela elaboração de diversas propostas ao mercado, fora do sector energético, das quais algumas ainda se mantêm em aberto, como é o caso dos municípios digitais, e outras não terão sido ganhas pela forte concorrência que existe, associada ao investimento adicional necessário, cujo retorno se quis assegurar. Em vez de uma estratégia mais agressiva de preços, preferiu-se, antes, aguardar por melhor oportunidade face à evolução que a rede da REN está a sofrer. Realça-se, no entanto, o aluguer de uma quantidade apreciável de fibra óptica à PT, o que a tornou um dos maiores clientes deste produto.

Nos últimos dias de 2005 culminou o processo de transferência para a RENTELECOM da prestação dos serviços de gestão de redes privadas de voz, após acordo da ANACOM, o que permitirá, para além de se regularizar uma situação antiga, aumentar a oferta de serviços por parte da empresa.

O contrato estabelecido com a casa-mãe para a cedência de recursos humanos ainda se revelou suficiente para as necessidades de 2005 não tendo, por isso, havido necessidade de proceder à admissão de pessoal.

Das acções descritas, acrescidas do aluguer de novos circuitos, resultou um acréscimo significativo da facturação, que atingiu o valor de 3 618 749 euros, o que, conjugado com o rigor na administração da despesa, permitiu que os resultados líquidos tivessem atingido o valor de 262 991 euros, contra 52 005 euros em 2004.

O ano de 2006 perspectiva-se, pois, como um período em que se incidirá na procura de novos mercados, tanto mais que se contará com uma infra-estrutura mais potenciada que se continua a julgar muito importante para se intervir no mercado das telecomunicações, em particular, no da banda larga, tão necessária para o desenvolvimento da sociedade da informação, privilegiando regiões do interior onde a RENTELECOM poderá revelar-se o operador com maior capacidade disponível.



OMIP

O ano de 2005 iniciou-se com a perspectiva de arranque, até 30 de Junho, das operações do mercado a prazo do MIBEL, gerido pelo OMIP e pela OMIClear, tal como definido pelos Governos de Portugal e Espanha na Cimeira de Santiago de Compostela. Por motivos externos às duas sociedades, relacionados com o processo do MIBEL, constatou-se que esse objectivo não seria alcançado, o que originou um período de indefinição que se prolongou até à XXI Cimeira Luso-Espanhola de Évora, de 18 e 19 de Novembro, onde foram tomadas importantes decisões relativamente ao OMIP e à OMIClear, nomeadamente a fixação de uma nova data – 1 de Julho de 2006 – para o início da actividade comercial das duas empresas.

Neste quadro, o ano de 2005 fica marcado pelos seguintes desenvolvimentos externos, mais directamente relacionados com o OMIP e a OMIClear:

- a) Publicação do Despacho nº 4673/2005, de 4 de Março, do Secretário de Estado do Desenvolvimento Económico, o qual determina que a sustentabilidade do OMIP e do OMIClear, incluindo os respectivos custos de instalação, será suportada pelo sistema eléctrico, através da tarifa de Uso Global do Sistema.
- b) Não cumprimento da data de 30 de Junho fixada no Acordo de Santiago de Compostela para o arranque do MIBEL, devido a dificuldades dos poderes políticos em resolverem algumas questões indispensáveis para que tal acontecesse.
- c) Realização da Cimeira de Évora onde, além da data de arranque do mercado a prazo, os dois Governos fixaram a percentagem mínima de energia eléctrica que os comercializadores regulados terão de adquirir obrigatoriamente no OMIP no segundo semestre de 2006 e reconheceram a OMIClear como entidade integrante do Acordo de Santiago, nas mesmas condições do OMIP.
- d) Publicação pela ERSE, em Dezembro, das Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2006 e Parâmetros para o Período de Regulação 2006-2008, onde se inclui o valor de € 7 981 871,99 relativo ao financiamento do OMIP e da OMIClear para os anos de 2003 a 2006.

No plano corporativo, realçam-se os seguintes factos mais relevantes:

- a) Alteração dos estatutos do OMIP, na Assembleia Geral Anual, realizada no dia 12 de Maio, de acordo com o projecto elaborado pelo Conselho de Administração, após consulta dos Accionistas e da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários. Com efeito, algumas das alterações resultaram de imposições legais, cuja adopção se revelava indispensável face ao futuro processo de registo do OMIP e das suas regras de mercado junto daquela entidade.
- b) Concretização de uma das condições da troca de participações entre os dois operadores de mercado ibéricos, após ter sido desbloqueada pelo Governo espanhol a inibição do OMIP poder ser administrador da OMEL. Assim, na Assembleia-Geral do OMIP, realizada em Lisboa no dia 12 de Maio de 2005, a OMEL e a REN foram eleitos Administradores do OMIP, tendo sido indicados a Senhora Dr.ª Maria Luísa Huidobro como representante da OMEL e o Senhor Eng.º Vítor Baptista como representante da REN. Na Assembleia-geral da OMEL, realizada em Madrid no dia 18 de Maio de 2005, o OMIP foi eleito administrador da OMEL, tendo sido indicado o Dr. António de Almeida como seu representante.
- c) Constituição de uma Comissão Executiva, no seguimento da eleição dos dois novos administradores, composta pelo Dr. António de Almeida, Eng.º Paulo Sena Esteves e Eng.º Jorge Simão, encarregues da gestão corrente da sociedade, dentro dos respectivos poderes delegados.
- d) Concretização da modalidade de financiamento do mercado a prazo através da Tarifa de 2006, em condições muito aceitáveis.

e) Redução do quadro de pessoal para níveis muito baixos, devido ao período de indefinição sobre a data e as condições do início de actividade.

No plano operacional, a situação de paralisação de actividade comercial que se viveu durante todo o ano de 2005, associada ao quadro geral de indefinição da data e condições de arranque do MIBEL, permite dizer que, no que se refere à actividade do OMIP e da OMIClear, o exercício de 2005 pode ser dividido em três fases:

- A primeira, de intensa programação de trabalhos e de assumpção de custos, tendo em vista a preparação das duas empresas para o anunciado início de actividades em 30 de Junho, tendo merecido particular atenção a garantia de que a plataforma tecnológica readaptada estaria em condições;
- A segunda, de paralisação das acções que estavam em curso e de minimização dos danos causados, quando se verificou que não estariam criadas as condições mínimas para que o OMIP e a OMIClear pudessem iniciar a sua actividade;
- Por fim, a que se seguiu à Cimeira de Évora, tendo-se reaberto todos os dossiers para que a nova data nela estabelecida não sofra, pelo menos do ponto de vista operacional, qualquer adiamento.

Nestas condições, destaca-se o seguinte conjunto de actividades mais relevantes, desenvolvidas no ano de 2005:

- a) Readaptação do *software* da Fase II da Plataforma Tecnológica, de forma a colher as alterações decorrentes do modelo definido em Santiago de Compostela.
- b) Assinatura de uma nova Adenda com a EDINFOR, relativa às condições do contrato de fornecimento da Plataforma Tecnológica, adaptadas às ocorrências verificadas.
- c) Desenvolvimento das regras do mercado, num quadro de previsão de arranque até 30 de Junho de 2005.

d) Elaboração de vários documentos de apoio aos futuros agentes do mercado, em especial o manual operacional e os manuais de utilização do sistema.

e) Elaboração de vários estudos relacionados com o mercado.

f) Desenvolvimento de acções preparatórias do lançamento das actividades de Marketing.

Na vertente económico-financeira, a concretização do modelo de financiamento previsto no Acordo de Santiago veio estabilizar a situação das duas empresas, permitindo, de igual modo, encarar com segurança os desafios que se colocam com o início da actividade comercial previsto para 1 de Julho de 2006.

O Capital Próprio das duas sociedades era, no final de 2005, de € 4 869 643,00 para o OMIP, superior em 71% ao verificado em 2004 e de € 2 569 832,00 para a OMIClear, superior em 31% ao verificado em 2004. Além de corrigir a situação relativa aos anos de 2003 e 2004, através da rubrica de Acréscimos e Proveitos, a verba atribuída pela tarifa permitiu cobrir totalidade dos prejuízos e obter uma remuneração dos activos fixos líquidos afectos à exploração a uma taxa de 7%.

Os resultados do OMIP, líquidos da estimativa de IRC do Exercício de 2005, atingiram um valor de € 136 320,00, o qual inclui já o contributo da OMIClear no valor de € 69 832,00.

Cerca de trinta meses após o início da sua actividade, o OMIP vai ter a oportunidade de iniciar finalmente a gestão do mercado ibérico de electricidade a prazo, concretizando o principal propósito da sua constituição.

Salvo qualquer imprevisto de natureza exógena, designadamente matérias de natureza legislativa, o OMIP e a OMIClear estarão operacionais até à data limite prevista na Cimeira de Évora, o que, aliado às receitas resultantes da actividade comercial e ao contributo da tarifa para o seu financiamento, fazem perspectivar, para 2006, um cenário completamente diverso do que foi vivido em 2005.

Evolução Económica e Financeira

O desempenho económico da REN, em 2005, gerou um resultado líquido positivo de 110,7 milhões de euros (M€), o qual reflecte um expressivo crescimento de 41,4 M€ (59,7%) face ao do exercício anterior. Para esta evolução contribuíram os incrementos verificados nos resultados operacionais (12,2 M€), nos extraordinários (5,4 M€) e, especialmente, nos financeiros (29,0 M€), tendo estes últimos beneficiado, designadamente, do retorno obtido pela participação de 18,3% no capital social da GALP ENERGIA, SGPS, S.A. (GALP), cujos dividendos recebidos ascenderam a 30,4 M€.

O indicador da rentabilidade dos capitais próprios (12,4%) confirma o progresso da performance económica da Empresa, traduzindo um crescimento de 4,3 pontos percentuais face à do exercício de 2004.

Um novo agravamento do défice tarifário, desta feita em 152,3 M€, foi determinante no crescimento de 165,2 M€ (13,7%) registado, em 2005, pela dívida financeira e na evolução desfavorável dos indicadores referentes à estrutura financeira e ao grau de endividamento da REN. Sublinha-se que o valor acumulado do défice tarifário, a recuperar nos próximos anos, já ascende a 575,3 M€, valor que corresponde a 42,1% da dívida financeira da Empresa.

Destaca-se, igualmente, o elevado esforço de investimento em imobilizado corpóreo, o qual ascendeu a 215,5 M€, valor nunca anteriormente atingido num só ano.

Apesar de, no decurso de 2005, se ter assistido a uma subida generalizada, ainda que ligeira, das taxas de juro, a gestão criteriosa dos financiamentos disponíveis propiciou uma redução de 0,02% do custo médio da dívida da REN, o qual ascendeu a 2,44%.

A necessária reestruturação da dívida da REN, que passará, designadamente, pela extensão da sua maturidade, adequando-a à natureza dos activos da Empresa, aguarda a clarificação definitiva do processo de integração do negócio do transporte de gás.

Sublinha-se finalmente que, na sequência do processo de *follow-up* desenvolvido pela CPR – Companhia Portuguesa de Rating, S.A., no decurso de 2005, foi mantida a notação de *rating* anteriormente atribuída à REN. A CPR considera que a “capacidade da Empresa honrar atempadamente os seus compromissos financeiros a médio e longo prazo continua muito forte (AA -)...”.



Financiamento

Estratégia Financeira e Evolução da Dívida

A evolução da dívida da REN foi claramente marcada pelo agravamento do défice tarifário registado em 2005. Em 31-12-04, o défice tarifário registava um saldo de 423,0 M€, tendo evoluído, em 31-12-05, para os 575,3 M€, o que reflecte um acréscimo de 152,3 M€ (36,0%). O financiamento do défice tarifário representava, à data de 31-12-05, 42,1% da dívida financeira total da REN.

O comportamento da tesouraria da REN ditou, em 2005, um acréscimo do endividamento na ordem dos 165,2 M€ (13,7%), situando-o, em 31-12-05, nos 1 367,2 M€.

Em resultado das crescentes necessidades financeiras, a REN renegociou, em várias fases, um dos seus programas de papel comercial, aumentando o seu *plafond* de 50,0 para 200,0 M€. Em Novembro, a REN contratou um novo programa de papel comercial, com um montante de 100,0 M€ e um prazo de 2 anos.

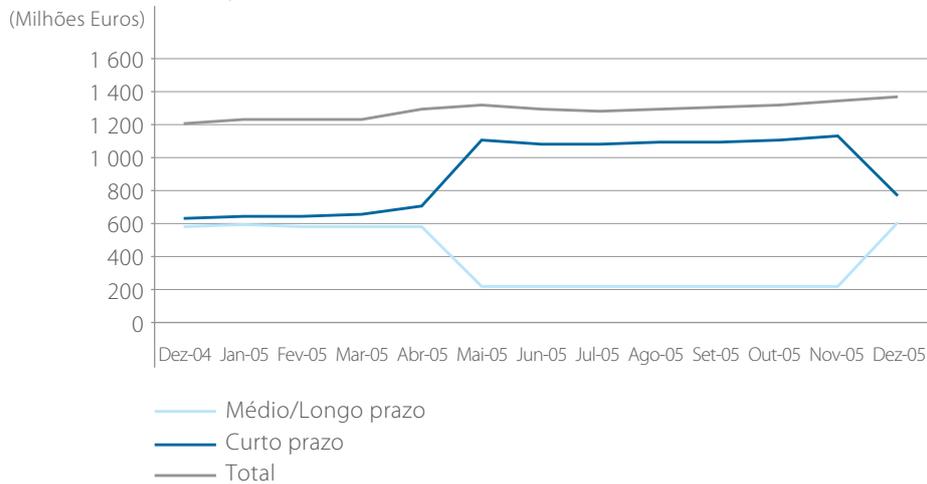
A evolução da dívida de curto e de médio/longo prazos conheceu importantes oscilações ao longo do ano. A dívida de curto prazo da Empresa subiu de 623,2 M€, em 31-12-04, para 763,6 M€, em 31-12-05, o que representa um acréscimo de

140,4 M€ (22,5%). Refira-se, no entanto, que, entre Maio e Novembro de 2005, a dívida de curto prazo atingia valores significativamente mais elevados, oscilando num intervalo de 1 069,2 a 1 124,3 M€. Este aumento repentino ficou, fundamentalmente, a dever-se à reclassificação de um programa de papel comercial de 350,0 M€, que figurava na dívida de médio/longo prazo, em dívida de curto prazo, por força da redução do prazo da garantia de capital para um período inferior ao ano. Em Dezembro de 2005, da renegociação do mesmo programa resultou a extensão da sua maturidade, o que originou a sua reclassificação em dívida de médio/longo prazo. Os níveis da dívida de curto prazo acabaram, portanto, por retomar valores mais consonantes com a realidade anterior a Maio.

Apesar da contratação de um programa de papel comercial de 100,0 M€, por um prazo de 2 anos, a dívida de médio/longo prazo registou somente um acréscimo de 24,8 M€ (4,3%). O reduzido aumento verificado resultou da conjugação de dois factores: o *plafond* do programa de papel comercial em causa não foi integralmente utilizado; no decurso do ano procedeu-se à reclassificação parcial do capital em dívida relativo ao empréstimo sindicado contratado pela REN em 2000, na medida em que o valor correspondente às amortizações de capital de 2006, 46,7 M€, configura, em 31-12-05, uma dívida exigível a curto prazo, pelo que foi subtraído à dívida de médio/longo prazo da Empresa.



Evolução Mensal da Dívida Financeira

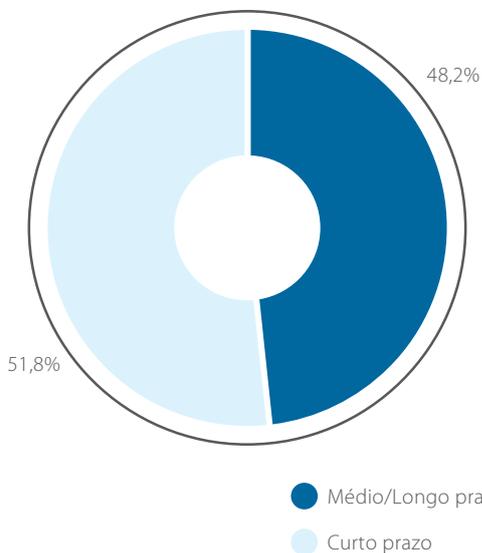


Em termos de estrutura do endividamento, em 31-12-05, o “peso” do curto prazo na dívida financeira total da REN atingiu os 55,8%, o que reflecte um incremento de 4,0 p.p. face a 31-12-04. A dívida da REN continua a evidenciar uma maturidade muito reduzida, em resultado de uma política de financiamento centrada em opções de prazos curtos, dando-se assim sequência, pelos mesmos motivos, a uma estratégia iniciada em 2004.

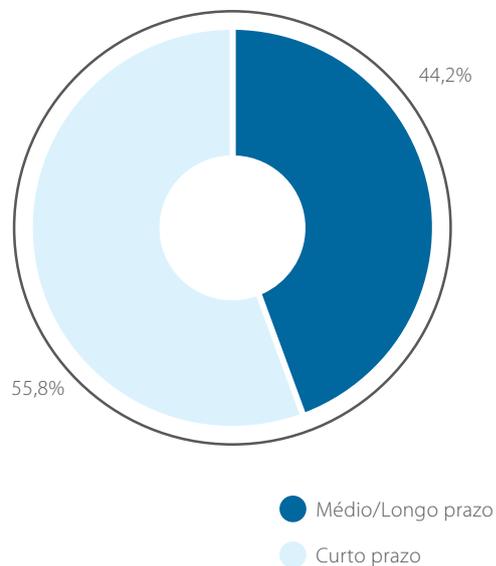
A opção por soluções flexíveis, de prazos relativamente curtos, algumas das quais

marcadamente transitórias, têm visado o protelamento de decisões de financiamento, de ordem mais estrutural, cuja oportunidade e eficiência dependem da clarificação definitiva do processo de integração dos activos de transporte de gás na REN, muito especialmente no que concerne ao seu *timing*. A clarificação destas incertezas é fundamental para a optimização da estratégia financeira da Empresa, na qual se insere a extensão da maturidade da sua dívida, visando um maior equilíbrio do balanço e a redução do seu risco financeiro.

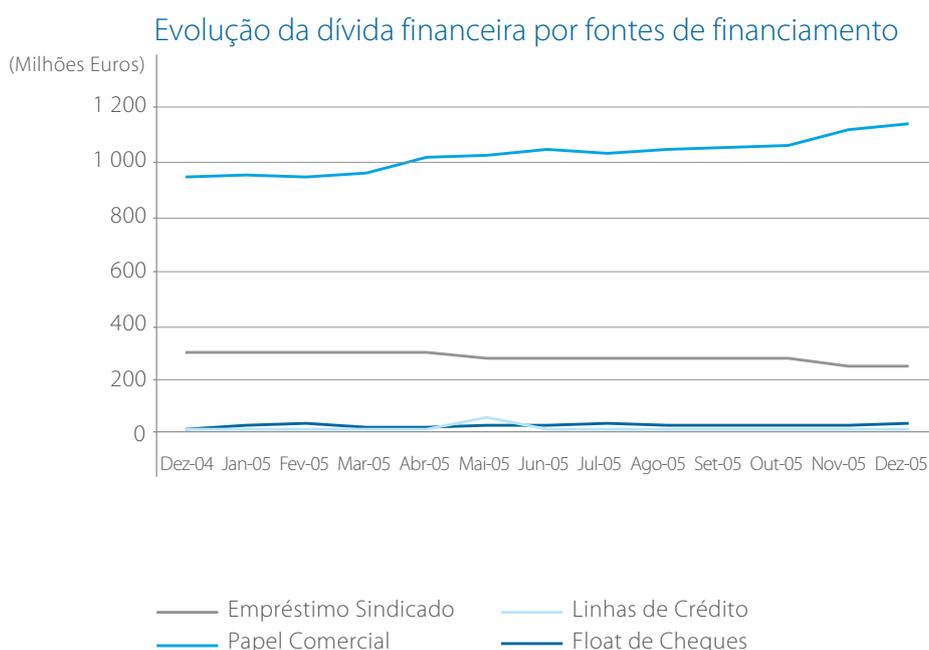
Estrutura da dívida da REN 31-12-2004



Estrutura da dívida da REN 31-12-2005



O gráfico seguinte evidencia a evolução da dívida da REN, em 2005, por fontes de financiamento.



As linhas de crédito, na medida em que representam o instrumento financeiro mais oneroso à disposição da REN, têm, por norma, uma utilização pontual. Com excepção de Maio, as utilizações de linhas de crédito, no final de cada mês, não ultrapassaram os 2,5 M€, o que atesta bem o seu carácter marginal enquanto opção de financiamento da Empresa. O elevado recurso a linhas de crédito no mês de Maio (42,9 M€) resultou de uma acumulação de necessidades financeiras crescentes, especialmente agravadas pelo pagamento de dividendos no final de Abril. Tratou-se, no entanto, de uma solução meramente transitória, uma vez que, no início de Junho, o redimensionamento do *plafond* de papel comercial realizado veio regularizar a situação, devolvendo as linhas de crédito à habitual condição de opção de financiamento secundária. Em 31-12-05, a utilização de linhas de crédito era nula.

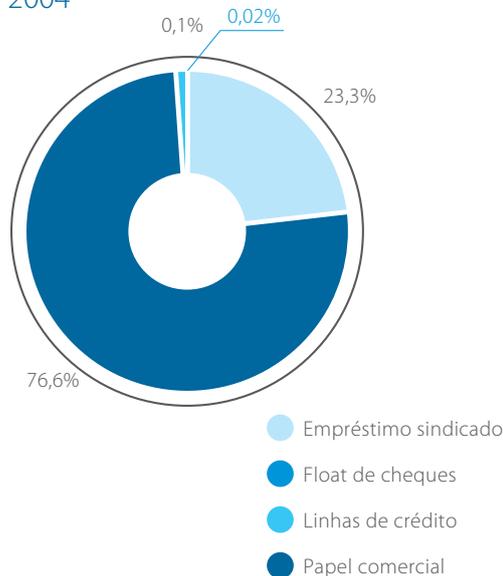
O financiamento das necessidades de tesouraria da Empresa passou, no decurso de 2005, quase exclusivamente pelo recurso a papel comercial. Em 31-12-04, as utilizações deste instrumento financeiro ascendiam a 920,5 M€, evoluindo para os 1 111,0 M€, em 31-12-05, o que reflecte um acréscimo de 190,5 M€ (20,7%).

O capital em dívida no empréstimo sindicado baixou para os 233,3 M€, seguindo a sua trajetória natural, com amortizações anuais na ordem dos 46,7 M€.

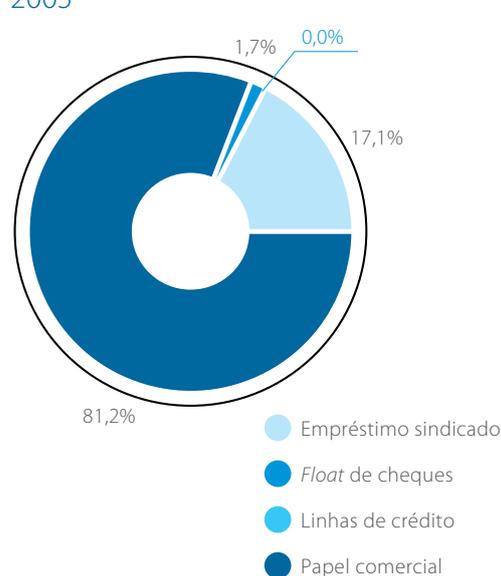
O valor da dívida financeira da REN apresentava, em 31-12-05, a seguinte repartição por fontes de financiamento:

■ Empréstimo Sindicado:	233,3 M€;
■ Papel Comercial:	1 111,0 M€;
■ <i>Float</i> de Cheques ⁷ :	22,9 M€.

Estrutura da dívida:
Fontes de financiamento
31-12-2004



Estrutura da dívida:
Fontes de financiamento
31-12-2005



O “peso” do papel comercial na dívida financeira da REN aumentou, no decurso de 2005, cerca de 4,6 p.p., para 81,2%. O elevado recurso a este produto justifica-se pela eficiência que concede à gestão financeira da REN, nomeadamente em termos de pricing, e pela ampla flexibilidade que proporciona na estruturação das utilizações de capital, em termos de prazos e montantes, características sempre valorizadas pela REN. Além de permitir uma gestão eficiente de comportamentos mais ou menos cíclicos da tesouraria da empresa – impostos, fundamentalmente, pelo financiamento de desvios tarifários cuja recuperação é diferida no tempo – o papel comercial apresenta-se como um instrumento precioso para a gestão do financiamento numa conjuntura marcada por algumas indefinições, cuja clarificação determinará, certamente, o início da reestruturação da dívida da Empresa.

O “peso” do empréstimo sindicado, em resultado da amortização de capital no valor de 46,7 M€, baixou de 23,3%, em 31-12-04, para 17,1%, em 31-12-05, por contrapartida do correspondente reforço do “peso” do papel comercial na dívida da Empresa.

Os encargos da dívida financeira da REN totalizaram, em 2005, 31,5 M€, o que representa um acréscimo de 4,5 M€ (16,7%) face a 2004. Estes encargos evoluíram praticamente em linha com o incremento do saldo médio da dívida registado em 2005, do que resultou um custo médio da dívida de 2,44%, ligeiramente inferior ao registo de 2004, 2,46%⁸. Não obstante tratar-se de uma redução de somente 0,02 p.p., o custo de financiamento obtido produziu-se num contexto de subida generalizada das taxas de juro, ainda que ligeira, relativamente a 2004.

⁷O “*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.

⁸O custo médio da dívida da REN evidenciado inclui os respectivos encargos fiscais.

Fluxos de Caixa

No exercício de 2005, face ao reduzido fluxo das actividades operacionais (5,3 M€), resultante do agravamento em 152,3 M€ do saldo dos desvios tarifários a recuperar pela Empresa, o fluxo negativo das actividades de investimento (-92,6 M€) foi

coberto pelo fluxo das actividades de financiamento (66,5 M€) e pela variação negativa de caixa e equivalentes (20,8 M€).

No quadro seguinte detalham-se os fluxos de caixa gerados nos dois últimos exercícios e a respectiva variação.

Fluxos de caixa

(milhões de euros)

			Variação	
	2004	2005	Absoluta	%
Clientes	2 272,8	2 671,2	398,4	17,5
Fornecedores	-2 167,3	-2 735,1	-567,8	-26,2
Pessoal	-31,2	-32,6	-1,4	-4,5
Imposto sobre o Rendimento	-21,6	7,4	29,0	134,3
Outras Variações Operacionais	-45,8	96,9	142,7	311,6
Rubricas Extraordinárias	-1,4	-2,5	-1,1	-78,6
Fluxo das Actividades Operacionais (1)	5,5	5,3	-0,2	-3,6
Recebimentos de Investimentos Financeiros	0,3	0,3		
Venda de Imobilizações Corpóreas	0,1	40,7	40,6	999,9
Subsídios de Investimento	6,3	9,7	3,4	54,0
Dividendos		30,4	30,4	
Pagamentos de Investimentos Financeiros	-160,0		160,0	100,0
Compra de Imobilizações Corpóreas	-113,9	-173,7	-59,8	-52,5
Fluxo das Actividades de Investimento (2)	-267,2	-92,6	174,6	65,3
Recb./Pagam. de Empréstimos Obtidos	341,1	143,8	-197,3	-57,8
Juros e Custos Similares	-27,6	-30,6	-3,0	-10,9
Dividendos	-46,7	-46,7		
Fluxo das Actividades de Financiamento (3)	266,8	66,5	-200,3	-75,1
Variação de Caixa e Equivalentes (1)+(2)+(3)	5,1	-20,8	-25,9	-507,8

Investimento

Investimento do Exercício em Imobilizado Corpóreo

O investimento realizado durante o ano de 2005 em imobilizado corpóreo ascendeu a 215,5 M€, incluindo os encargos financeiros capitalizados nas imobilizações em curso. Esta verba representa um expressivo acréscimo de 57,2% relativamente ao

realizado em 2004, ano em que já se registara um crescimento de 15,9%, não obstante os fortes condicionalismos externos, de carácter ambiental, que continuam a restringir a concretização dos projectos, sobretudo na construção de linhas.

O quadro seguinte detalha o investimento por sector de actividade e por tipo de custos.

(mil euros)

Sectores	Custos Directos	Custos de Estrutura	Encargos Financeiros	Investimento Total
Subestações	86 889	1 330	1 296	89 515
Linhas MAT	92 363	1 291	1 079	94 733
Telecomunicações	3 336	33	233	3 602
Gestor do Sistema	62	1	23	86
Não Específico	27 516		7	27 523
TOTAL	210 166	2 655	2 638	215 459

O conjunto dos custos de estrutura e encargos financeiros representou 2,5% dos custos directos, sendo 1,3% para custos de estrutura e 1,2% para encargos financeiros.

A construção e os *upratings* de linhas absorveram 44,0% do investimento total, com a seguinte distribuição por níveis de tensão:

(mil euros)

Construção de Linhas	
Linhas a 150 kV	24 645
Linhas a 220 kV	46 367
Linhas a 400 kV	14 671

Sublinha-se que, para além dos valores constantes do quadro anterior, há que considerar a entrega à Rede Nacional de Transporte, pela Gamesa Energia Portugal, S.A., da linha "Parque Eólico Terras Altas de Fafe – Subestação de Riba D'Ave", cujo preço de construção foi de 9,0 M€.

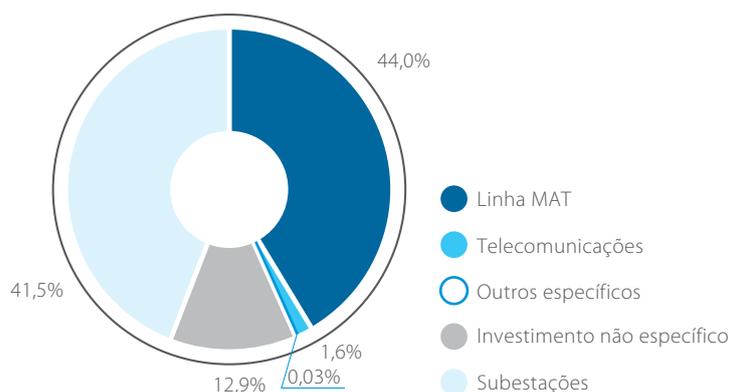
A área de subestações, abarcando as actividades de construção, ampliação e remodelação de instalações, abrangeu 41,5% do investimento, destacando-se, pelo valor envolvido, as seguintes obras:

(mil euros)	
Construção de Subestações	
Subestação de Pedralva	8 431
Subestação de Paraímo	3 511
Subestação da Bodiosa	2 396
Subestação de Penela	1 682
Subestação de Portimão	1 651
Ampliação de Subestações	
Subestação da Falagueira – Painel de 400 kV Pego e Cedillo	10 705
Subestação da Batalha – 1º transformador 400/60 Kv - 170 MVA	9 358
Subestação do Ferro – 2º transformador 220/60 kV - 63 MVA	2 613
Subestação de Sete Rios – 3º transformador 220/60 kV - 170 MVA	2 008
Subestação de Tunes – Instalação provisória do transformador de Portimão	1 772
Posto Corte Caniçada – Reforço painel Salamonde + Riba D'Ave/VM 2	1 478
Subestação de Estói – Transformador 150/60 kV - 63 MVA	1 353
Posto Corte do Pego – Painel de 400kV Batalha I	1 327
Subestação de Vila Fria – 3º transformador 150/60 kV -126 MVA	1 253

Na área das telecomunicações realçam-se os investimentos feitos na remodelação da rede de feixes hertzianos (1,0 M€), na rede de alto débito (1,4 M€) e na montagem de fibras ópticas (0,5 M€).

No âmbito do imobilizado não específico salienta-se a aquisição do edifício da Avenida Estados Unidos da América.

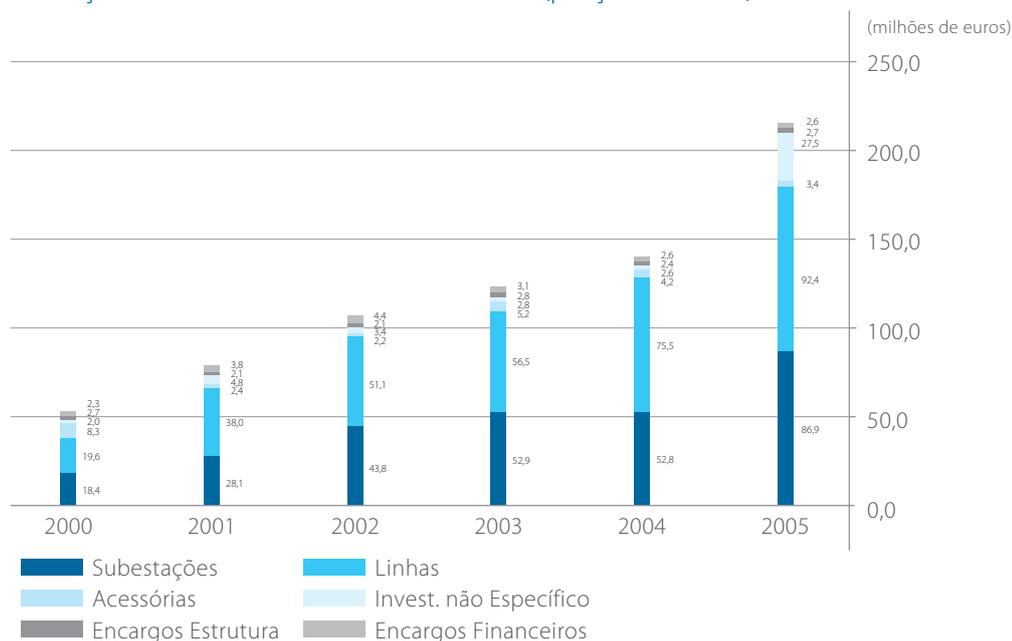
Estrutura do investimento a custos técnicos



Evolução do Investimento em Imobilizado Corpóreo

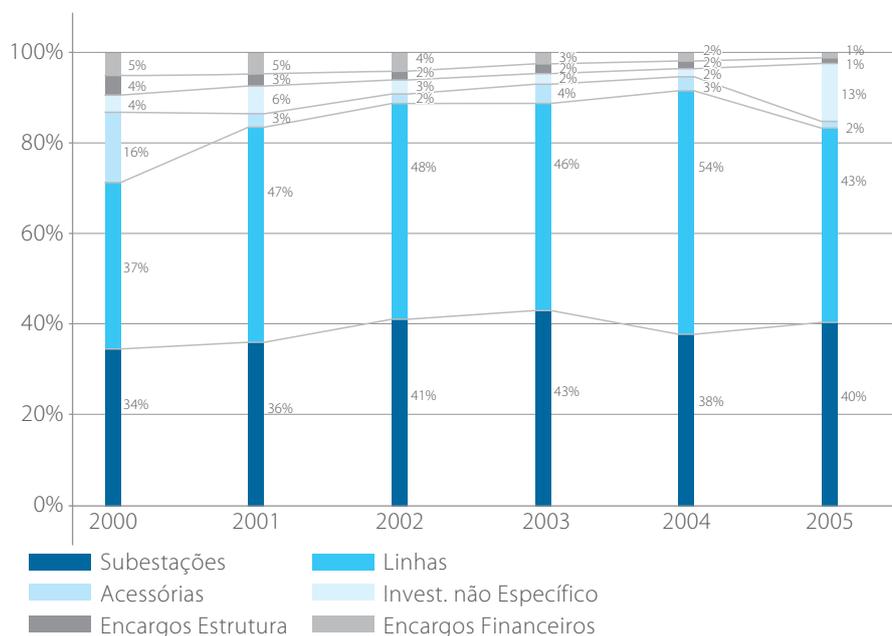
O gráfico seguinte mostra a evolução dos investimentos realizados a custos totais, evidenciando um forte crescimento nos últimos cinco exercícios.

Evolução do investimento a custos totais (preços de 2005)



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

(mil euros)

	2004		2005	
	VALOR	%	VALOR	%
Investimento a Custos Totais	137 081	100	215 459	100
Custos Internos	11 589	8	12 349	6
Material de Armazém	10		2	
Custos de Gestão	6 625	5	7 054	4
Custos de Estrutura	2 366	1	2 655	1
Custos Financeiros	2 588	2	2 638	1
Custos Externos	125 492	92	203 110	94

Constata-se uma sensível redução do “peso” dos custos internos (2 p.p.), derivada do efeito conjugado do seu acréscimo em 6,6% e do aumento dos custos externos em 61,9%.

Desinvestimento

No ano de 2005 foram vendidos os terrenos dos centros electroprodutores térmicos do Carregado, Setúbal e Tunes por 40,6 M€, tendo sido gerada uma mais valia contabilística de 34,0 M€ cuja afectação foi feita de acordo com o artigo 4º de Decreto-Lei 153/2004.

Balanço

O quadro seguinte traduz, de forma sintética, a situação patrimonial da REN no final dos dois últimos exercícios e a correspondente variação. As rubricas integrantes dos “acréscimos e diferimentos” foram, face aos objectivos desta análise, reclassificadas de acordo com a sua liquidez ou exigibilidade.

Balanço resumido

(mil euros)

	2004	2005	VARIACÃO	
			Absoluta	%
Activo	2 635 537	2 974 811	339 274	12,9
Imobilizado Líquido	1 903 045	2 032 115	129 070	6,8
Circulante M.L.P.	292 843	282 680	-10 163	-3,5
Circulante C.P.	439 649	660 016	220 367	50,1
Passivo	1 773 209	2 050 119	276 910	15,6
Exigível C.P.	969 939	1 205 633	235 694	24,3
Exigível M.L.P.	803 270	844 486	41 216	5,1
Capital Próprio	862 328	924 692	62 364	7,2
Passivo + Capital Próprio	2 635 537	2 974 811	339 274	12,9

O activo registou um aumento de cerca de 339,3 M€ (12,9%), sublinhando-se o crescimento dos acréscimos e diferimentos em 166,2 M€ (34,5%) e do imobilizado corpóreo em 125,7 M€ (8,5%).

A variação dos acréscimos e diferimentos activos derivou, em grande medida, do diferencial de 152,3 M€ entre o desvio tarifário apurado em 2005 e a recuperação do reportado a exercícios anteriores.

No que respeita ao imobilizado corpóreo, líquido de amortizações, salienta-se o aumento de 254,5 M€ verificado no último quinquénio, inflectindo a tendência de redução registada no período de 1996 a 2000, que atingiu um valor acumulado de 66,0 M€.

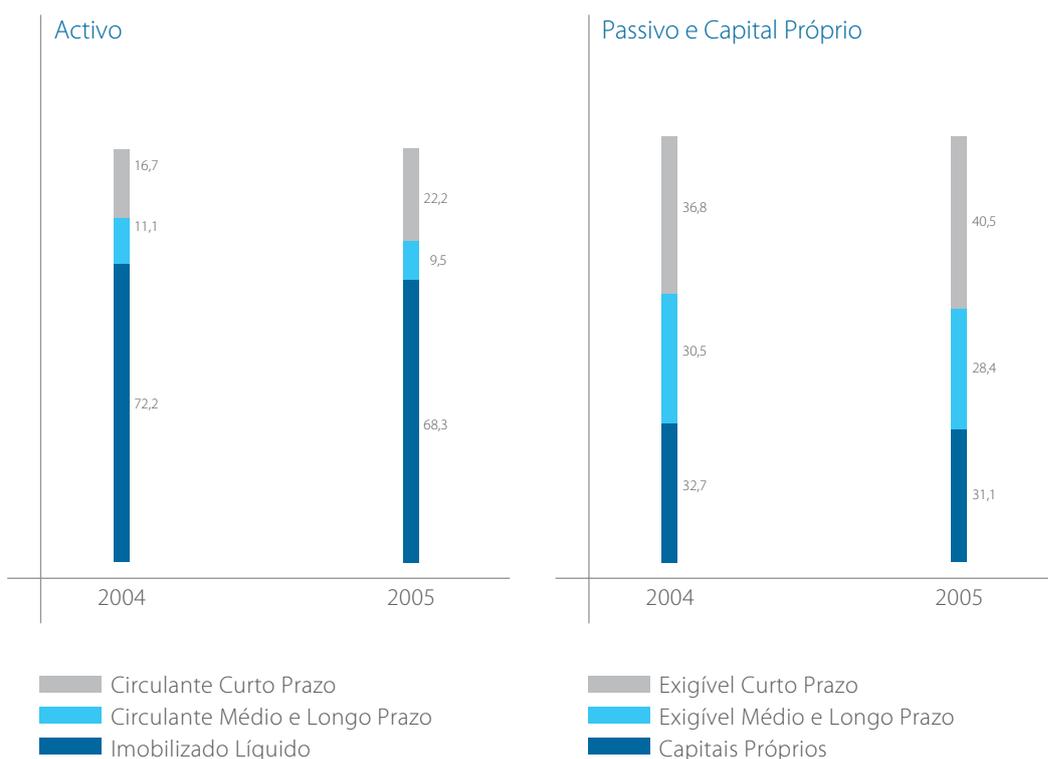
No final de 2005 o equipamento básico em exploração encontrava-se amortizado em 51,2%, contra 53,8% no final do ano anterior.

Relativamente ao passivo constata-se um agravamento de 276,9 M€ (15,6%). Para além da subida das dívidas a instituições de crédito em 165,2 M€ (13,7%) – matéria já abordada no âmbito da análise do “financiamento” - anota-se o aumento dos acréscimos e diferimentos passivos em 87,0 M€ (27,6%).

Para a referida evolução dos acréscimos e diferimentos passivos contribuíram, fundamentalmente, as subidas de 41,9 M€ dos impostos diferidos relacionados com desvios tarifários e de 32,5 M€ dos acréscimos de custos, respeitantes, essencialmente, a aquisições de electricidade ainda não facturadas.

O crescimento do capital próprio em 62,4 M€ (7,2%), resultou do diferencial entre o resultado líquido de 2005 (110,7 M€) e a distribuição de resultados do exercício anterior na importância global de 48,3 M€.

Estrutura do balanço (%)



O gráfico anterior evidencia a evolução da estrutura financeira da Empresa no decurso de 2005.

No que respeita ao activo, constata-se um sensível aumento do “peso” do circulante de curto prazo em 5,5 p.p., motivado, em grande medida, pelo incremento verificado nos desvios tarifários a recuperar no ano seguinte. Não obstante o acréscimo do valor do imobilizado líquido em

129,1 M€, o seu “peso” relativo baixou 3,9 p.p..

Relativamente ao passivo sublinha-se a subida do “peso” do exigível a curto prazo em 3,7 p.p., em detrimento dos capitais permanentes. Nestes, apesar do capital próprio ter crescido 62,4 M€ e o passivo exigível a médio e longo prazo 41,2 M€, os respectivos “pesos” reduziram-se em 1,6 e 2,1 p.p., respectivamente.

Demonstração dos Resultados

No quadro seguinte apresentam-se os principais custos e proveitos operacionais, assim como os diferentes tipos de resultados, apurados nos dois últimos anos e a respectiva variação.

Conta de resultados

(mil euros)

			Variação	
	2004	2005	Absoluta	%
Vendas de Electricidade	2 460 520	2 880 615	420 095	17,1
Prestações de Serviços	2 062	6 442	4 380	212,4
Trab. p/ Própria Empresa	11 777	12 349	572	4,9
Correcção de Hidraulicidade	32 617	200 219	167 602	513,8
Outros Prov. Operacionais	2 335	2 986	651	27,9
A - Proveitos Operacionais	2 509 311	3 102 611	593 300	23,6
Compras de Electricidade	2 183 375	2 733 317	549 942	25,2
Custos a Convergência Tarifária	68 481	74 660	6 179	9,0
Fornecimentos e Serviços Externos	21 387	27 614	6 227	29,1
Custos com Pessoal	29 553	31 246	1 693	5,7
Amortizações	78 459	82 889	4 430	5,6
Provisões	2 852	14 703	11 851	415,5
Outros Custos Operacionais	6 451	7 225	774	12,0
B - Custos Operacionais	2 390 558	2 971 654	581 096	24,3
C - Resultados Operacionais (A-B)	118 753	130 957	12 204	10,3
D - Resultados Financeiros	-29 513	-562	28 951	98,1
E - Resultados Extraordinários	4 715	10 095	5 380	114,1
F - Result. Antes Imposto (C+D+E)	93 955	140 490	46 535	49,5
G - Imposto Sobre o Rendimento	24 656	29 832	5 176	21,0
Resultado Líquido (F-G)	69 299	110 658	41 359	59,7

O resultado líquido de 2005 traduziu-se num lucro de 110,7 M€, expressando um significativo aumento de 41,4 M€ (59,7%) relativamente ao verificado no ano anterior, em consequência da evolução favorável dos resultados operacionais, dos

financeiros e dos extraordinários.

A actividade operacional da Empresa gerou um resultado positivo de 131,0 M€, superior em 12,2 M€ (10,3%) ao registado em 2004.

A margem entre as vendas e as compras de electricidade, corrigida pelo diferencial de hidraulicidade e pelos custos com a convergência tarifária (Açores e Madeira), foi de 272,9 M€, aumentando 31,6 M€ (13,1%). Sublinha-se que as vendas de electricidade foram acrescidas de 152,3 M€, referentes ao diferencial entre os desvios tarifários gerados e os recuperados no exercício.

No que respeita ao resultado permitido, em termos regulatórios, assinala-se que, apesar da diminuição da remuneração dos activos imobilizados em 6,1 M€, originada pela descida da respectiva taxa, o mesmo aumentou em 17,3 M€ relativamente ao do ano transacto. Para tal contribuíram os acréscimos dos ganhos comerciais obtidos no âmbito da exploração do SEP e dos juros remuneratórios dos desvios tarifários, nos montantes de 22,2 e 1,2 M€, respectivamente.

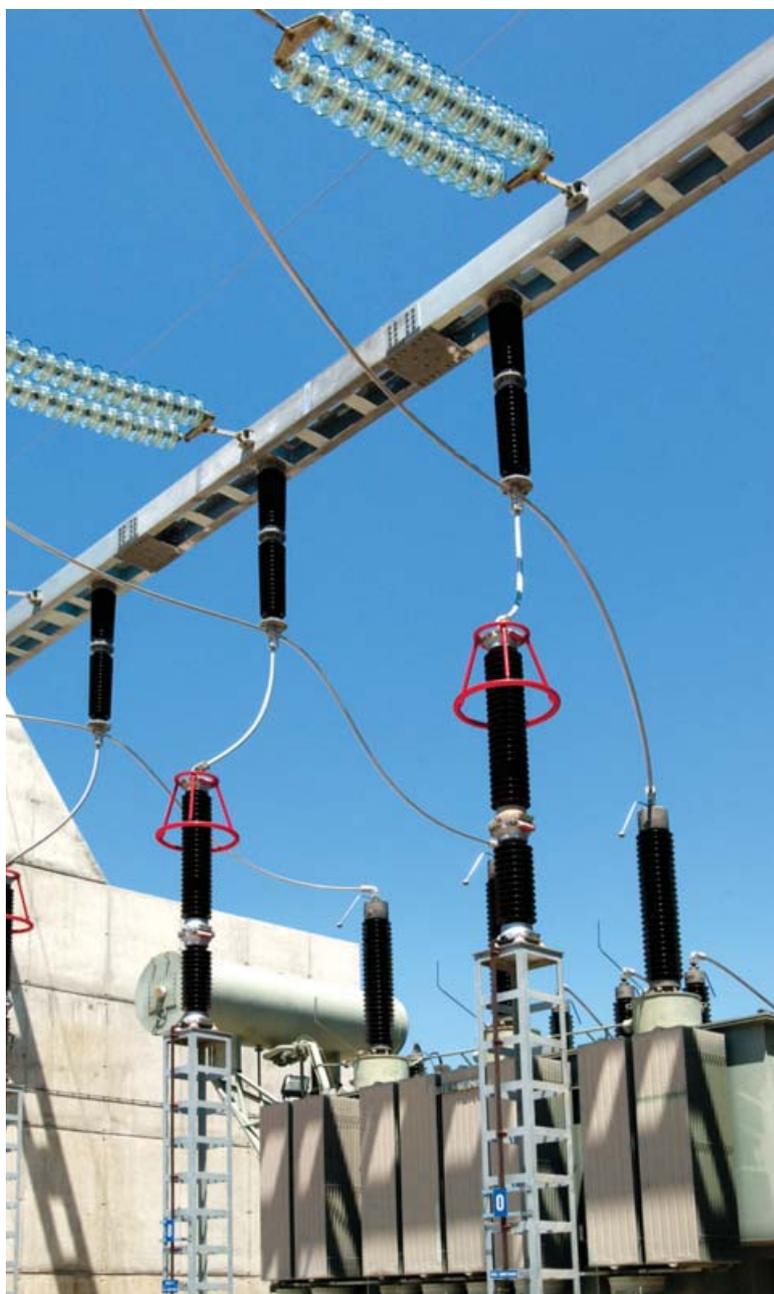
No âmbito dos custos operacionais, salienta-se o aumento de 11,9 M€ dos encargos com provisões, o qual resultou, essencialmente, da constituição das referentes a processos judiciais (3,1 M€) e a subsídio por morte e outros benefícios do pessoal (9,4 M€). Anote-se que a provisão referente a subsídio por morte integrava, anteriormente, a respeitante a actos médicos, tendo originado um proveito extraordinário de 6,7 M€ pela respectiva redução.

O acréscimo dos fornecimentos e serviços externos em 6,2 M€ (29,1%) teve especial incidência nas rubricas de conservação e reparação, designadamente na relacionada com o equipamento básico.

O resultado financeiro negativo de 562 mil € traduz uma melhoria de 29,0 M€ face ao do exercício anterior. Apesar do agravamento em 4,6 M€ dos encargos com juros, resultante da necessidade de financiar as insuficiências de tesouraria associadas ao já referido agravamento de 152,3 M€ dos desvios tarifários, o rendimento de 30,4 M€ proporcionado pela participação de 18,3% no capital social da GALP e o incremento de 3,2 M€ dos resultados das RENTELECOM e OMIP originaram a referida melhoria.

No âmbito dos resultados extraordinários (10,1 M€),

salienta-se, para além da já referida redução da provisão para actos médicos (6,7 M€), a anulação das perdas verificadas em exercícios anteriores na participada OMIP (3 M€).



Indicadores Mais Relevantes

No quadro seguinte apresentam-se, com referência aos dois últimos exercícios, alguns indicadores económico-financeiros considerados mais relevantes, que suscitam os seguintes comentários.

Em termos económicos, constata-se que o resultado líquido apurado em 2005 conduz a uma

rendibilidade dos capitais próprios de 12,4%, superior em 4,3 pontos percentuais à do exercício anterior.

A subida do EBITDA em 31,3% propiciou a melhoria do rácio da cobertura de encargos financeiros, o qual evoluiu de 7,3 para 8,2.

Indicadores ⁹

	2004	2005
DE SITUAÇÃO FINANCEIRA		
Solvabilidade Total		
Activo/Passivo	1,5	1,5
Autonomia Financeira		
Capital Próprio/Activo(%)	34,4	31,9
Estrutura Financeira		
Passivo Financeiro/Capital Próprio(%)	121,0	143,8
Grau de Endividamento		
Passivo /Capital Próprio	1,9	2,1
Liquidez Geral		
Capitais Circ./Passivo Curto P.(%)	44,1	50,5
Cobertura do Imobilizado		
Capitais Permanentes/Activo Fixo(%)	78,1	87,3
Cobertura do Investimento		
EBITDA/Investimento Corpóreo	1,4	1,2
Cobertura de Encargos Financeiros		
EBITDA/Encargos Financeiros	7,3	8,2
Desvios Tarifários/ Capitais Circulantes (%)	74,2	90,8
DE RENDIBILIDADE		
Rendibilidade dos Capitais Próprios		
Resultados Líquidos/Capitais Próprios(%)	8,1	12,4
Rendibilidade Económica		
Resultado Operacional/Activo(%)	4,8	4,7
OUTROS INDICADORES		
V.A.B. per capita (Milhares de euros)		
V.A.B./N.º Médio Efectivos	405	455

⁹Os indicadores que incluem agregados de balanço foram calculados considerando o respectivo valor médio (no início e final do ano).

Aspectos Fiscais e Parafiscais

No que respeita à situação financeira, o agravamento em 36% do défice tarifário, que já representa 90,8% dos capitais circulantes da REN, e o seu reflexo no aumento do endividamento da Empresa, afectou a evolução dos indicadores referentes à estrutura financeira e ao grau de endividamento da Empresa.

O VAB *per capita* evoluiu de 405 para 455 mil €, sublinhando-se que, desde a criação da Empresa em 1994, este indicador de produtividade registou um incremento médio anual de 9,3%.

O IRC, calculado sobre a actividade do exercício, incluindo impostos diferidos apurados de acordo com o disposto na Directiva n.º 12 do *International Accounting Standard (IAS)*, ascendeu no exercício a 29,8 M€.

No final do exercício não existiam dívidas vencidas ao fisco e à Segurança Social.



Considerações Finais

Perspectivas para o Ano de 2006

Na sequência da Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005, de 24 de Outubro e da publicação do Decreto-Lei nº 30/2006, de 15 de Fevereiro, que veio estabelecer as bases gerais da organização e funcionamento do Gás Natural em Portugal prevê-se, em 2006, a atribuição da concessão da rede de transporte de gás natural em alta pressão, de uma concessão de armazenamento de gás natural no couto mineiro do Carriço e da concessão da exploração do Terminal de GNL de Sines, à REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e respectiva aquisição, por esta, dos respectivos activos regulados.

Na XXI Cimeira Luso-Espanhola de Évora, de 18 e 19 de Novembro de 2005, foi decidido que o início da actividade comercial do OMIP e do OMIClear teria lugar em 1 de Julho de 2006.

A REN continuará, em 2006, o seu esforço de investimento quer em linhas quer em subestações, e que incluirá o reforço do investimento para favorecer a disponibilização de pontos de interligação por forma a acomodar a produção de energia renovável, sobretudo eólica. O esforço de investimento dirigir-se-á, ainda, para a adequação da rede de transporte às necessidades decorrentes do MIBEL.

No Algarve continuarão em curso os esforços para a concretização de uma linha a 150 kV entre as Subestações de Tunes e Estói para a reposição da garantia de abastecimento aos consumos alimentados por estas duas subestações.

Proposta de Aplicação de Resultados

O Conselho de Administração, nos termos do Artº. 25º dos Estatutos da REN, S.A., propõe que o Resultado Líquido do Exercício de 2005, no valor de € 110 657 784 (cento e dez milhões, seiscentos e cinquenta e sete mil, setecentos e oitenta e quatro euros), tenha a seguinte aplicação:

- Para Reserva Legal, € 5 532 889 (cinco milhões, quinhentos e trinta e dois mil, oitocentos e oitenta e nove euros).
- Para Outras Reservas, € 16 897 444 (dezasseis milhões, oitocentos e noventa e sete mil, quatrocentos e quarenta e quatro euros).
- Para Dividendos, € 55 328 892 (cinquenta e cinco milhões, trezentos e vinte e oito mil, oitocentos e noventa e dois euros).
- Para Resultados Transitados, € 32 898 559 (trinta e dois milhões, oitocentos e noventa e oito mil, quinhentos e cinquenta e nove euros).

Da verba referente à conta de Resultados Transitados propõe-se a distribuição de resultados a trabalhadores no montante de € 1 621 397 (um milhão, seiscentos e vinte e um mil, trezentos e noventa e sete euros).

Nota Final

O Conselho de Administração expressa o seu reconhecimento a todos os que, ao longo do exercício de 2005, 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 em que por vezes não foi fácil ultrapassar algumas dificuldades, na sequência do que já tinha acontecido em 2004.

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

Lisboa, 14 de Março de 2006

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 Pinho



Documentos de Prestação de Contas

Balanço Analítico em 31 de Dezembro de 2005	84
Demonstração dos Resultados em 31 de Dezembro de 2005	86
Demonstração dos Resultados por Funções	88
Demonstração dos Fluxos de Caixa	89
Anexo ao Balanço e à Demonstração dos Resultados	90
Remunerações do Conselho de Administração	117

Balanço Analítico em 31 de Dezembro de 2005

Activo

Un: euros

Notas		Exercícios			
		2005			2004
		AB	AA	AL	AL
	IMOBILIZADO:				
03.a./10.	Imobilizações incorpóreas:				
08.	Despesas de instalação	31 790	31 790		
08.	Propriedade industrial e outros direitos	86 791	7 975	78 816	80 556
		118 581	39 765	78 816	80 556
03.b./10/12/13/14/15.	Imobilizações corpóreas:				
	Terrenos e recursos naturais	1 921 214		1 921 214	1 473 820
	Edifícios e outras construções	50 970 278	21 544 765	29 425 513	7 063 080
	Equipamento básico	3 093 648 989	1 646 628 699	1 447 020 290	1 386 274 564
	Equipamento de transporte	3 971 078	2 388 136	1 582 942	1 445 443
	Ferramentas e utensílios	2 188 103	1 673 091	515 012	346 193
	Equipamento administrativo	19 627 354	13 786 844	5 840 510	4 142 573
	Outras imobilizações corpóreas	569 829	2 682	567 147	
	Diferenças de câmbio				4 947 495
03.e./03.f./11	Imobilizações em curso	119 459 906		119 459 906	74 924 848
		3 292 356 751	1 686 024 217	1 606 332 534	1 480 618 016
03.k./03.l./10./16./48f	Investimentos financeiros				
	Partes de capital em empresas do grupo	4 801 299		4 801 299	1 445 148
	Partes de capital em empresas associadas	420 901 746		420 901 746	420 901 746
		425 703 045		425 703 045	422 346 894
	CIRCULANTE:				
03.c./41.	Existências:				
	Matérias-primas, subsid. e consumo	877 865		877 865	791 424
	Produtos e trabalhos em curso				278
		877 865		877 865	791 702
48.e.	Dívidas de Terceiros - Médio e longo prazo				
	Outros devedores	155 297		155 297	155 297
		155 297		155 297	155 297
03.d	Dívidas de terceiros - Curto prazo:				
	Clientes c/c	228 548 011		228 548 011	210 332 380
21./23.	Clientes de cobrança duvidosa				64 518
	Empresas do grupo	2 000 000		2 000 000	2 000 000
48.d.	Estado e outros entes públicos	50 206 107		50 206 107	30 051 900
21./23./25./48.b.	Outros devedores	13 072 101	827 687	12 244 414	7 197 120
		293 826 219	827 687	292 998 532	249 645 918
	Depósitos bancários e caixa:				
	Depósitos bancários	630 444		630 444	104 784
	Caixa	355		355	98
		630 799		630 799	104 882
48.a.	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS:				
	Acréscimos de proveitos	606 137 521		606 137 521	449 494 809
	Custos diferidos	41 896 702		41 896 702	32 299 249
		648 034 223		648 034 223	481 794 058
	Total de Amortizações		1 686 063 982		
	Total de Ajustamentos		827 687		
	TOTAL DO ACTIVO	4 661 702 780	1 686 891 669	2 974 811 111	2 635 537 323

DEPARTAMENTO FINANCEIRO
 O Técnico de Contas O Responsável
 Maria Teresa Martins António de Sousa Martins

DIVISÃO FINANCEIRA E PATRIMÓNIO
 O Director
 Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

Capital Próprio e Passivo

Un: euros

Notas		Exercícios	
		2005	2004
CAPITAL PRÓPRIO:			
36.	Capital	534 000 000	534 000 000
	Ajustamento de partes de capital em filiais e associadas	389 052	389 052
Reservas			
40.a.	Reservas legais	28 101 116	24 636 147
	Outras reservas	192 829 279	182 247 263
40.b.	Resultados transitados	58 714 424	51 755 948
	Subtotal	814 033 871	793 028 410
40.	Resultado líquido do exercício	110 657 784	69 299 383
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO		924 691 655	862 327 793
PASSIVO:			
34.	Provisões		
	Outras provisões	29 914 334	21 881 312
		29 914 334	21 881 312
29.	Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo:		
	Dívidas a instituições de crédito	603 666 667	578 833 333
	Outros credores	990 000	990 000
		604 656 667	579 823 333
03.d	Dívidas a terceiros - Curto prazo:		
	Dívidas a instituições de crédito	763 570 625	623 219 134
	Fornecedores c/c	157 896 162	168 539 234
	Fornecedores de imobilizado c/c	77 847 920	55 963 979
48.d.	Estado e outros entes públicos	1 004 491	826 492
48.b.	Outros credores	13 038 754	7 749 102
		1 013 357 952	856 297 941
48.a.	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS		
	Acréscimos de custos	95 460 383	63 006 746
	Proveitos diferidos	306 730 120	252 200 198
		402 190 503	315 206 944
TOTAL DO PASSIVO		2 050 119 456	1 773 209 530
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO		2 974 811 111	2 635 537 323

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

Demonstração dos Resultados em 31 de Dezembro de 2005

Custos e Perdas

Un: euros

Notas	Exercícios			
	2005		2004	
03.c./41.	Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas			
	Electricidade	2 733 317 278		2 183 374 830
	Materiais diversos	102 533	2 733 419 811	132 252
				2 183 507 082
	Fornecimentos e serviços externos		27 614 377	21 387 216
	Custos com o pessoal			
	Remunerações:			
43.	Remunerações dos órgãos sociais	1 214 264		1 089 678
	Remunerações do pessoal	18 507 723		17 233 857
	Encargos sociais:			
	Prémios para pensões	2 309 000		2 299 000
	Encargos sobre remunerações	4 961 591		4 834 570
	Custos de acção social	1 958 611		1 974 171
	Outros	2 294 543	31 245 732	2 121 425
				29 552 701
03.b.	Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo	82 889 333		78 459 303
	Ajustamentos		82 889 333	78 459 303
	Provisões do exercício		14 703 022	2 852 118
	Impostos:			
	Impostos indirectos	1 172 380		1 079 744
	Impostos directos	73 216		40 933
03.j.	Correcção de Hidraulicidade - diferencial do exerc.- Custo			
	Outros custos e perdas operacionais	80 536 112	81 781 708	73 678 441
				74 799 118
	A - CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS		2 971 653 983	2 390 557 538
45.	Custos e perdas financeiras			
14.b	Juros	30 426 365		25 822 845
	Diferenças de câmbio desfavoráveis	7 720		1 693
	Perdas em empresas do grupo e associadas			2 816 269
	Outros custos e perdas financeiras	1 283 541	31 717 626	1 370 636
				30 011 443
	C - CUSTOS E PERDAS CORRENTES		3 003 371 609	2 420 568 981
46.	Custos e perdas extraordinárias			
	Donativos	1 033 346		747 075
	Perdas em existências			85 051
	Perdas em imobilizações	90 287		188 857
	Dívidas incobráveis	52 757		
	Multas e penalidades	1 284		2 082
	Aumento de amortizações	342 545		22 309
	Correcções relativas a exercícios anteriores	471 148		377 897
46.a.	Outros custos e perdas extraordinárias	2 595 390	4 586 757	735 028
				2 158 299
	E - CUSTOS E PERDAS DO EXERCÍCIO		3 007 958 366	2 422 727 280
03.m./06.	Imposto sobre o rendimento do exercício		29 831 972	24 655 745
	G - CUSTOS TOTAIS		3 037 790 338	2 447 383 025
	RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		110 657 784	69 299 383
	TOTAL		3 148 448 122	2 516 682 408
	RESULTADOS OPERACIONAIS (B) - (A)			
	RESULTADOS FINANCEIROS [(D) - (B)] - [(C) - (A)]			
	RESULTADOS CORRENTES (D) - (C)			
	RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (F) - (E)			
	RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO (F) - (G)			

DEPARTAMENTO FINANCEIRO
O Técnico de Contas O Responsável
Maria Teresa Martins António de Sousa Martins

DIVISÃO FINANCEIRA E PATRIMÓNIO
O Director
Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

Proveitos e Ganhos

Un: euros

Notas	Exercícios				
	2005		2004		
44	Vendas				
44.a.1.	De energia eléctrica	2 880 614 851		2 460 520 270	
44.a.2.	Materiais diversos				
44.b.	Prestações de serviços	6 441 598	2 887 056 449	2 062 156	2 462 582 426
	Variação da produção				
	Produtos e trabalhos em curso				
	Existências finais			278	
	Existências iniciais	278	-278	27 439	-27 161
48.c.	Trabalhos para a própria empresa		12 348 794		11 777 494
	Proveitos suplementares	1 348 055		1 361 577	
03.j.	Correcção de Hidraulicidade - difer.do exerc.- Provento	200 219 152		32 616 630	
	Outros proveitos e ganhos operacionais	1 000 046		1 000 462	
	Reversões de amortizações e ajustamentos	639 106	203 206 359		34 978 669
	B - PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS		3 102 611 324		2 509 311 428
45.	Proveitos e ganhos financeiros				
	Rendas tit. neg. e outras aplicações financeiras	345 343		351 041	
	Rendimentos de participações de capital	30 350 573			
03.k.	Ganhos em empresas do grupo e associadas	385 679		52 005	
	Diferenças de câmbio favoráveis	9 250		4 553	
	Outros juros e proveitos similares	64 783	31 155 628	90 798	498 397
	D - PROVEITOS E GANHOS CORRENTES		3 133 766 952		2 509 809 825
46.	Proveitos e ganhos extraordinários				
	Ganhos em existências				
	Ganhos em imobilizações	5 372		21 217	
	Benefícios de penalidades contratuais	72 418			
	Reduções de provisões	6 670 000			
	Correcções relativas a exercícios anteriores	2 996 747		1 549 073	
46.b.	Outros proveitos e ganhos extraordinários	4 936 633	14 681 170	5 302 293	6 872 583
	F - PROVEITOS TOTAIS		3 148 448 122		2 516 682 408
			130 957 341		118 753 890
			-561 998		-29 513 046
			130 395 343		89 240 844
			140 489 756		93 955 128
			110 657 784		69 299 383

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

Demonstração dos Resultados por Funções

Un: euros

	Exercício	
	2005	2004
Vendas e prestações de serviços	2 887 056 449	2 462 582 426
Custo das vendas e prestações de serviços	-2 718 518 401	-2 297 235 388
Resultados brutos	168 538 048	165 347 038
Outros proveitos e ganhos operacionais	1 701 386	1 533 911
Custos de distribuição	-3 277 643	-1 889 072
Custos administrativos	-19 270 808	-16 872 842
Outros custos e perdas operacionais	-9 628 377	-24 650 861
Resultados operacionais	138 062 606	123 468 174
Custo líquido de financiamento	-31 298 249	-26 748 782
Ganhos (perdas) em filiais e associadas	3 374 826	-2 764 264
Ganhos (perdas) em outros investimentos	30 350 573	
Resultados correntes	140 489 756	93 955 128
Impostos sobre os resultados correntes	-29 831 972	-24 655 745
Resultados correntes após impostos	110 657 784	69 299 383
Resultados extraordinários		
Imposto sobre os resultados extraordinários		
Resultados líquidos	110 657 784	69 299 383
Resultados por acção	1,04	0,65

Demonstração dos Fluxos de Caixa

Un: euros

	2005		2004	
Actividades operacionais:				
Recebimentos de clientes	2 671 139 834		2 272 838 164	
Pagamentos a fornecedores	-2 735 370 929		-2 167 350 270	
Pagamentos ao pessoal	- 32 571 542		- 31 162 332	
Fluxos gerados pelas operações	- 96 802 637		74 325 562	
Pagamento do imposto s/rendimento	7 409 302		- 21 583 887	
Outros recebimentos relativos à activ.operacional	180 043 219		42 138 062	
Outros pagamentos relativos à activ.operacional	- 82 781 474		- 87 992 688	
Fluxos gerados antes das rubricas extraordinárias	7 868 410		6 887 049	
Recebimentos relacionados com rubricas extraordinárias	1 254 889		428 986	
Pagamentos relacionados com rubricas extraordinárias	- 3 783 826		- 1 862 082	
Fluxos das actividades operacionais (1)		5 339 473		5 453 953
Actividades de investimento:				
Recebimentos provenientes de:				
Investimentos financeiros	345 343		351 041	
Imobilizações corpóreas	40,646 950		53 031	
Subsídios de investimento	9 667 339		6 267 293	
Dividendos	30 350 573	81 010 205		6 671 365
Pagamentos respeitantes a:				
Investimentos financeiros			-159 940 347	
Imobilizações corpóreas	-173 670 113		-113 925 767	
Imobilizações incorpóreas		-173 670 113		-273 866 114
Fluxos das actividades de investimento (2)		-92 659 908		-267 194 749
Actividades de financiamento:				
Recebimentos provenientes de:				
Empréstimos obtidos	11 210 283 333		11 514 135 554	
Juros e proveitos similares		11 210 283 333		11 514 135 554
Pagamentos respeitantes a:				
Empréstimos obtidos	-11 066 450 000		-11 173 000 000	
Juros e custos similares	-30 638 473		-27 548 600	
Dividendos	-46 700 000	-11 143 788 473	-46 744 467	-11 247 293 067
Fluxos das actividades de financiamento (3)		66 494 860		266 842 487
Variação de caixa e seus equivalentes (4)=(1)+(2)+(3)		-20 825 575		5 101 691
Efeito das diferenças de câmbio				
Caixa e seus equivalentes no início do período		-1 447 585		-6 549 276
Caixa e seus equivalentes no fim do período		-22 273 160		-1 447 585
DISCRIMINAÇÃO DOS COMPONENTES DE CAIXA E S/ EQUIVALENTES				
Numerário		355		98
Dep. bancários imediatam. mobilizáv. e equiv. a caixa		-22 873 515		-1 447 683
Descobertos bancários		-22 873 515		-1 447 683
Outras diponibilidades		600 000		
Diponibilidades constantes do Balanço		-22 273 160		-1 447 585

Anexo ao Balanço e à Demonstração dos Resultados

00 - 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. 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 de euros, representado por 106 800 000 acções, com o valor de 5 euros cada uma, sendo detido, em 31 de Dezembro de 2005, pelos seguintes Accionistas:

Accionista	N.º de acções	Participação
Estado Português	21 361 068	20%
EDP- Energias de Portugal, S.A.	32 040 000	30%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	21 358 932	20%
Parpública – Participações Públicas (SGPS),S.A.	32 040 000	30%
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.

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.

c) Regime de Preços de Compra de Energia Eléctrica

As compras de energia eléctrica são efectuadas maioritariamente à CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A., à Tejo Energia, S.A., e à Turbogás – Produtora Energética, S.A., cujos

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

De acordo com o artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95 de 27 de Julho, compete à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos o estabelecimento dos valores das tarifas e preços previstos no Regulamento Tarifário.

As tarifas e preços aplicados em 2005 foram objecto do Despacho n.º 26126/A (2ª série) do Conselho de Administração da ERSE, publicado no Diário da República n.º 293 (suplemento) de 16 de Dezembro de 2004.

e) Investimentos Financeiros

I. RENTELECOM – Comunicações, S.A.

Constituída ao abrigo do Despacho n.º 128/2001, de 22 de Outubro, do Senhor 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 2005, 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 2005, era detido em 90% pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e em 10% pela Omel – *Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.*

III. GALP Energia, SGPS, S.A.

Na sequência da Resolução do Conselho de Ministros n.º 193-A/2003, de 17 de Dezembro, a REN adquiriu 30 350 573 acções de categoria B, representativas de 18,3% do capital social da GALP Energia, SGPS, S.A. 7 962 291 acções (4,8%) foram adquiridas ao Estado Português, através da Direcção Geral do Tesouro e 22 388 282 acções (13,5%) foram adquiridas à Caixa Geral de Depósitos, S.A..

O preço unitário de aquisição das acções foi de 13,868 euros, importando a aquisição no valor global de 420 901 746,37 euros correspondendo ao Estado Português 110 421 051,59 euros e à Caixa Geral de Depósitos, S.A. 310 480 694,78 euros.

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.

Os valores indicados são expressos, salvo indicação em contrário, em euros.

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.

02 - Comparabilidade

No exercício de 2005, a Empresa não procedeu a alterações de práticas ou políticas contabilísticas. No entanto, por forma a acolher as alterações introduzidas pela entrada em vigor do Decreto-Lei 35/2005, de 17 de Fevereiro, as quantias relativas ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2004, apresentadas para efeitos comparativos, foram reexpressas, apresentando-se de acordo com o referido Decreto-Lei.

Resumem-se, abaixo, as principais alterações entre as contas apresentadas para efeitos comparativos e as aprovadas em Assembleia-Geral com referência ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2004.

Rubricas	B/DR	Saldo apresentado para efeitos comparativos	Saldo de acordo com as contas aprovadas em Assembleia-Geral
66 – Amortizações e ajustamentos	DR	79 727 076	78 459 303
67 – Provisões do exercício	DR	1 584 345	2 852 118

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 pré-estabelecidas, 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 nº 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 nº 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 4º) 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.

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 aumentam 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) Participações em Outras Empresas

As participações no capital social de outras empresas encontram-se relevadas ao custo de aquisição.

m) 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.

n) Demonstração dos Resultados por Funções

A rubrica de “Custo das vendas e das prestações de serviços” é composta pelo somatório dos seguintes custos:

- de aquisição de electricidade;
- de gestão do sistema;
- de operação e manutenção da RNT.

Nos “Outros custos e perdas operacionais” estão contidos os seguintes 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 Central Europeu e datadas de 30-12-2005. Destacam-se, no mapa a seguir, as cotações respeitantes às moedas utilizadas em transacções da REN durante o ano de 2005:

USD	1,1797
CHF	1,5551
GBP	0,6853
SEK	9,3885
NOK	7,9850

06 - Imposto sobre o Rendimento

O imposto sobre o rendimento do exercício findo em 31 de Dezembro de 2005 tem a seguinte composição:

Imposto corrente do exercício (liquidação autónoma)	119 609
Impostos diferidos	29 712 363
Total (proveito) custo	29 831 972

No exercício verificou-se um resultado fiscal negativo face ao acréscimo dos “desvios tarifários”, pelo que foi contabilizado um imposto diferido activo de 9 959 797 euros.

A reconciliação do custo de imposto pode ser resumida como segue:

Resultado antes de imposto	140 489 756	
Diferenças permanentes	32 444 800	
	108 044 956	
Imposto esperado à taxa de 27,5%		29 712 363
Liquidação autónoma		119 609
Custo de imposto		29 831 972

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2005, o movimento ocorrido nos activos e passivos por impostos diferidos foi o seguinte:

	2005	2004	Efeito no exercício
Impostos Diferidos Activos			
Passivos não aceites fiscalmente			
Provisões para actos médicos	3 535 822	4 770 511	-1 234 689
Provisão para processos judiciais em curso	865 370		865 370
Provisão para outros benefícios	2 578 400		2 578 400
Outras Provisões	1 246 850	1 246 850	
Outros passivos		458 686	-458 686
Prejuízo fiscal em 2004	21 001 810	22 239 703	-1 237 893
Prejuízo fiscal em 2005	9 959 797		9 959 797
	39 188 049	28 715 750	10 472 299
Impostos Diferidos Passivos			
Diferença Tarifária 2003		3 260 645	-3 260 645
Diferença Tarifária 2004	14 929 078	113 067 520	-98 138 442
Diferença Tarifária 2005	143 278 663		143 278 663
Plano de Pensões	6 764 341	5 815 333	949 008
Reavaliações de Imobilizado	41 476 587	44 120 509	-2 643 922
	206 448 669	166 264 007	40 184 662
Encargo do ano por impostos diferidos			29 712 363

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 2001.

A Empresa considera que eventuais correcções resultantes de revisões fiscais das declarações do imposto apresentadas entre 2002 e 2004 não terão um efeito significativo nas demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2005.

07 - Pessoal ao Serviço da Empresa

O número médio de pessoas ao serviço da Empresa durante o exercício de 2005 foi de 583 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

Rubricas	Saldo inicial	Aumentos	Alienações	Transferências e abates	Saldo final
IMOBILIZAÇÕES INCORPÓREAS					
Despesas de instalação	31 790				31 790
Propriedade industrial e outros direitos	86 791				86 791
TOTAL (1)	118 581				118 581
IMOBILIZAÇÕES CORPÓREAS					
Terrenos e Recursos Naturais	1 473 820			447 394	1 921 214
Edifícios e Outras Construções	24 885 823	22 318 679		3 765 777	50 970 278
Equipamento Básico	2 999 675 105	9 091 138	19 192 644	104 075 390	3 093 648 989
Imobilizado Técnico Específico	2 989 717 139	9 050 266	19 157 010	104 106 068	3 083 716 463
Terrenos de Centros Electroprodutores	931 684 777		19 157 010	-20 810 029	891 717 738
Transporte de Electricidade	1 874 510 246	9 050 266		118 547 405	2 002 107 916
Subestações	977 579 822			28 153 476	1 005 733 298
Linhas	894 045 501	9 050 266		90 393 929	993 489 696
Equipamentos diversos	2 884 922				2 884 922
Gestão do Sistema	46 636 964			1 006 855	47 643 819
Equipamentos Acessórios	136 885 152			5 361 837	142 246 990
Outro Equipamento Básico	9 957 966	40 872	35 633	-30 678	9 932 526
Equipamento de Transporte	1 707 115			-12 937	1 694 178
Ferramentas e Utensílios	1 856 665	334 718		-3 280	2 188 103
Equipamento Administrativo - Informático	11 939 135	733 118		92 376	12 764 629
Equipamento Administrativo - Resto	3 837 826	1 700 494		-64 350	5 473 970
Diferenças de Câmbio	8 012 603			-8 012 603	
Outras imobilizações corpóreas		569 829			569 829
SUBTOTAL (2.1)	3 053 388 091	34 747 976	19 192 644	100 287 766	3 169 231 190
Imobilizado em Regime de <i>Leasing</i>					
Equipamento de Transporte	1 714 033	771 766	208 900		2 276 900
Equipamento Informático		1 388 756			1 388 756
SUBTOTAL (2.2)	1 714 033	2 160 522	208 900		3 665 656
IMOBILIZADO EM CURSO					
Edifícios e Outras Construções	493 390	131 119		-377 090	247 419
Equipamento Básico	73 486 342	178 886 750		-133 209 523	119 163 569
Transporte de Electricidade	63 569 353	175 198 095		-121 056 379	117 711 068
Subestações	28 206 875	89 514 639		-28 837 999	88 883 515
Linhas	35 362 478	85 683 456		-92 218 380	28 827 554
Gestão do Sistema	966 574	86 940		-1 006 855	46 660
Equipamentos Acessórios	8 950 415	3 601 714		-11 146 289	1 405 840
Estudos e Projectos	945 115	-466 948		-429 249	48 918
Sistemas Informáticos	945 115	-466 948		-429 249	48 918
SUBTOTAL (2.3)	74 924 847	178 550 921		-134 015 862	119 459 906
TOTAL (2)	3 130 026 972	215 459 420	19 401 544	-33 728 096	3 292 356 752
INVESTIMENTOS FINANCEIROS					
RENTELECOM-Comunicações, S.A.	173 547	245 073			418 620
OMIP-Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.	1 271 601	3 111 078			4 382 679
GALP Energia, SGPS, S.A.	420 901 746				420 901 746
TOTAL (3)	422 346 894	3 356 151			425 703 045
TOTAL GERAL	3 552 492 447	218 815 571	19 401 544	-33 728 096	3 718 178 378

b) Amortizações e Ajustamentos

Rubricas	Saldo inicial	Reforços	Alienações	Reclass., transf. abates e reversões	Saldo final
IMOBILIZAÇÕES INCORPÓREAS					
Despesas de instalação	31 790				31 790
Propriedade industrial e outros direitos	6 235	1 740			7 975
TOTAL (1)	38 025	1 740			39 765
IMOBILIZAÇÕES CORPÓREAS					
Edifícios e Outras Construções	17 822 743	1 732 566		1 989 456	21 544 765
Equipamento Básico	1 613 400 541	78 108 852	16 685 113	-28 195 582	1 646 628 699
Equipamento Técnico Específico	1 603 451 455	78 105 399	16 649 479	-28 164 904	1 636 742 472
Terrenos de Centros Electroprodutores	494 205 858	14 826 549	16 649 479	-16 395 247	475 987 681
Transporte de Electricidade	983 105 683	54 920 994		-2 489 899	1 035 536 777
Subestações	508 352 500	29 374 047		-3 172 623	534 553 924
Linhas	472 933 369	25 423 643		682 724	499 039 736
Equipamento diverso	1 819 813	123 304			1 943 117
Gestão do Sistema	36 263 249	2 046 935			38 310 184
Equipamentos acessórios	89 876 665	6 310 921		-9 279 758	86 907 829
Outro Equipamento Básico	9 949 086	3 453	35 633	-30 678	9 886 227
Equipamento de Transporte	1 421 330	197 949		-12 937	1 606 342
Ferramentas e Utensílios	1 510 471	162 760		-140	1 673 091
Equipamento Administrativo - Informático	8 426 962	2 219 976		-336 874	10 310 064
Equipamento Administrativo - Resto	3 207 426	162 512		-66 752	3 303 186
Diferenças de Câmbio	3 065 108			-3 065 108	
Outras Imobilizações Corpóreas		2 682			2 682
SUBTOTAL (2.1)	1 648 854 580	82 587 297	16 685 113	-29 687 938	1 685 068 827
IMOBILIZADO EM REGIME DE LEASING					
Equipamento de Transporte	554 375	376 160	148 741		781 795
Eq. Informático Leasing - Equipamento Central I		173 595			173 595
SUBTOTAL (2.2)	554 375	549 755	148 741		955 390
TOTAL GERAL	1 649 446 983	83 138 792	16 833 854	-29 687 938	1 686 063 982

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 2 638 010 euros.

12 - Reavaliação das Imobilizações Corpóreas

As imobilizações corpóreas 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.

13 - Quadro Discriminativo das Reavaliações do Imobilizado

(Valores líquidos)

Imobilizações	Custos históricos	Reavaliações	Valores contabilísticos reavaliados em 31.12.2005
Imobilizações corpóreas			
Terrenos e recursos naturais	616 927	1 304 287	1 921 214
Edifícios e outras construções	27 212 497	2 213 017	29 425 514
Equipamento básico	1 075 635 305	371 384 985	1 447 020 290
Equipamento de transporte	1 582 941		1 582 941
Ferramentas e utensílios	515 012		515 012
Equipamento administrativo (excepto informática)	2 170 784		2 170 784
Equipamento de informática	3 669 726		3 669 726
Outras imobilizações corpóreas	567 147		567 147
Total	1 111 970 339	374 902 289	1 486 872 628

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	2005	2004
Afectas ao Transporte de Energia Eléctrica		
Subestações	560 062 871	497 434 197
Linhas	523 277 532	456 474 610
Acessórias	56 745 002	55 958 903
Outros	988 104	1 065 109
Afectas à Gestão Global do Sistema		
Gestor do Sistema (Despacho)	5 542 831	6 396 820
Sistema Informação do Mercado de Energia	3 837 464	4 943 470
Afectas à Aquisição de Energia Eléctrica		
Centrais Térmicas	64 786	6 993 467
Centrais Hídricas	415 665 271	430 485 452
Imobilizado Não Específico	40 148 673	20 865 989
Total	1 606 332 534	1 480 618 017

b) No que respeita aos custos financeiros nelas capitalizados no exercício:

Rubricas	2005	2004
Subestações	1 295 629	1 021 313
Linhas	1 079 586	1 359 409
Telecomunicações	226 992	156 270
Gestor do Sistema	22 538	22 938
Outros	13 265	28 215
Total	2 638 010	2 588 145

15 - Imobilizações Corpóreas em Regime de Locação Financeira

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

Equipamento	2005	2004
Equipamento de Transporte		
Valor bruto	2 276 900	1 714 033
Amortizações acumuladas	781 795	554 375
Equipamento Informático		
Valor bruto	1 388 756	
Amortizações acumuladas	173 595	
Valor líquido	2 710 266	1 159 658

16 - Investimentos Financeiros

Empresas do Grupo:

Firma e sede	Capital detido %	Capital próprio	Resultado do exercício	
			Ano	Valor
RENTELECOM - Comunicações, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55-Lisboa	100,0	418 620	2005	262 991
OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A. Av. Estados Unidos da América, 55-Lisboa	90,0	4 869 643	2005	136 320

Os investimentos financeiros em partes de capital em empresas do Grupo estão contabilizados pelo valor resultante da aplicação do método da equivalência patrimonial.

Em outras empresas:

Firma e sede	Capital detido	
	%	Valor de aquisição
GALP Energia SGPS, S.A. Rua Tomás da Fonseca, Torre C - Lisboa	18,3	420 901 746

A REN não elaborou demonstrações financeiras consolidadas, em virtude de considerar não ser materialmente relevante o movimento das contas da RENTELECOM e OMIP no exercício de 2005 e, portanto, a sua exclusão não alterar de modo significativo a imagem verdadeira e apropriada da situação financeira do Grupo REN.

21 – Ajustamentos

Movimentos ocorridos nas rubricas do activo circulante:

	Saldo Inicial	Reforço	Reversão	Saldo Final
Dívidas de terceiros				
Clientes de cobrança duvidosa	440 087		440 087	
Outros devedores	880 443		52 757	827 687
Total	1 320 530		492 843	827 687

23 - Dívidas de Cobrança Duvidosa

Designação	2005	2004
Clientes de cobrança duvidosa		504 605
Outros Devedores de Cobrança Duvidosa	827 687	880 443
Total	827 687	1 385 048

25 - Dívidas de e ao Pessoal

O valor das dívidas activas e passivas respeitantes ao pessoal da Empresa é o seguinte:

Designação	2005	2004
Valor a receber - (Abonos para deslocações, empréstimos EUP e adiantamentos)	25 228	17 200
Valor a pagar – (Remunerações)		694

29 - Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazo

A dívida a instituições de crédito, em 2005, respeita ao saldo do empréstimo sindicado no mercado internacional, pelo prazo de sete anos, no montante total de 350 000 000 euros e ao valor utilizado do Programa de Papel Comercial cujo contrato tem a validade de 2 anos.

Rubricas	de 1 a 5 anos	a mais de 5 anos	Total
Instituições de crédito	603 666 667		603 666 667

31 - Compromissos Financeiros

Aquisição de Imobilizado

Os compromissos contratuais assumidos para a aquisição de imobilizado são, à data do Balanço, de 168 407 708 euros.

Financiamento Contratado

A REN é subscritora de quatro programas de papel comercial no valor global de 1 180 000 000 de euros, estando utilizados 1 111 000 000 de euros em 31-12-2005.

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 pré-definidas 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 de 2005 foram efectuadas as seguintes alterações na avaliação do plano médico:

1. Separação da responsabilidade associada ao pagamento do subsídio por morte, anteriormente incluída na responsabilidade por benefícios de saúde;
2. Alteração das despesas consideradas no cálculo das responsabilidades, no sentido de uma maior aproximação à realidade;
3. Alteração da metodologia de cálculo para apuramento das despesas associadas à prestação dos cuidados de saúde - despesas de gestão. Anteriormente considerava-se esse valor como uma percentagem das despesas da saúde. Agora o valor foi fixado por beneficiário abrangido pelo sistema, com base nos custos de gestão efectivos no ano de 2005, sendo depois projectado com uma taxa de crescimento para o futuro;
4. Adequação às normas internacionais de contabilização no que se refere ao tratamento de montantes pagos pelos beneficiários abrangidos pelos planos de saúde. Deste modo, foi calculado o valor actual da mútua paga durante o período de reforma, para os actuais e futuros reformados, funcionando este valor como uma redução à responsabilidade.

Para além das alterações anteriores, foi ainda adequado às normas internacionais de contabilização o tratamento dos benefícios, previstos no ACT, que se estimam pagar num prazo superior a 12 meses, criando uma provisão para "Outros benefícios" nas contas da Empresa. Foram consideradas as responsabilidades associadas ao subsídio por morte

(anteriormente incluídas no plano médico), ao prémio de antiguidade e ao prémio de reforma.

No exercício foram reconhecidos os seguintes custos operacionais:

- com Pensões 2 309 mil euros
- com Actos Médicos 2 180 mil euros
- Outros benefícios 9 376 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

Designação	2005	2004
Responsabilidade no início do período	47 667	42 733
Custo de serviço e juro	2 622	2 645
(Ganhos)/Perdas actuariais	3 415	7 578
Benefícios pagos	(4 910)	(5 289)
Responsabilidades no fim do período	48 794	47 667

Variação nos activos do fundo

Designação	2005	2004
Justo valor dos activos no início do período	32 805	30 669
Retorno dos activos	2 055	1 710
Ganhos/(Perdas) actuariais	(295)	(449)
Benefícios pagos	(1 459)	(1 424)
Contribuições da REN	2 309	2 299
Justo valor dos activos no fim do período	35 415	32 805

Insuficiência na cobertura do fundo

Designação	2005	2004
No início do período	14 862	12 064
No final do período	13 379	14 862

Perdas actuariais e custo de serviços passados não reconhecidos

(mil euros)

Designação	2005	2004
No início do período	36 009	29 345
Amortização	(1 742)	(1 363)
(Ganhos)/Perdas – responsabilidades	3 415	7 579
Ganhos/(Perdas) dos activos	295	448
No fim do período	37 977	36 009

Valores reconhecidos no activo

(mil euros)

Designação	2005	2004
No início do período	21 147	17 282
No final do período	24 598	21 147

b) Cuidados médicos

As tabelas seguintes decompõem as variações ocorridas nas responsabilidades:

Variação das responsabilidades

(mil euros)

Designação	2005	2004
Responsabilidades no início do período	32 547	25 131
Custo de serviço e juro	2 083	1 798
Benefícios pagos	(664)	(682)
Mútua	109	
Subsídio de funeral	(6 779)	
(Ganhos)/Perdas actuariais	(3 699)	6 300
Responsabilidades no fim do período	23 599	32 547

Perdas actuariais não reconhecidas

(mil euros)

Designação	2005	2004
No início do período	15 200	9 368
Amortização	(760)	(468)
(Ganhos)/Perdas - responsabilidades	(3 699)	6 300
No fim do período	10 741	15 200

Responsabilidades registadas nas contas (Passivo)

(mil euros)

Designação	2005	2004
No início do período	17 347	15 763
No fim do período	12 858	17 347

c) Principais pressupostos utilizados nos estudos actuariais reportados a 31 de Dezembro de 2004 e 2005

	2005	2004
- Taxa anual de desconto	4,25%	4,70%
- 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 8 anos)	4,50%	4,50%
- Taxa anual de crescimento de custos com saúde (após o período de 8 anos)	4,00%	4,00%
- Despesas de gestão (por funcionário /ano)	€ 220	
- Taxa de crescimento das despesas de gestão – até 2007	4,52%	
- Taxa de crescimento das despesas de gestão – após 2007	2,70%	
- Taxa de rendimento	5,70%	5,70%
- Tábua de mortalidade	TV 88/90	TV 88/90

32 - Responsabilidades Contingentes

Existiam, à data de 31-12-2005, processos judiciais e reclamações em curso que ascendiam ao montante global de 3 427 650 euros.

Existia ainda a responsabilidade por garantias prestadas:

- a) Para operações no mercado eléctrico espanhol, no montante de 25 000 000 euros;
- b) À Comunidade Europeia, ao abrigo de contratos de financiamento de investimento, no valor global de 358 416 euros;

c) Para caução, no Tribunal de Viseu, da expropriação de 63 parcelas de terreno, no valor de 205 803 euros;

d) Para caução, no Tribunal da Anadia, da expropriação de 111 parcelas de terreno, no valor de 431 746 euros;

e) Para caução, no Tribunal de Gondomar, no âmbito de um processo, no valor de 149 639 euros.

34 - Movimento de Provisões

Rubricas	Saldo Inicial	Aumentos	Reduções	Saldo Final
Provisão para processos judiciais em curso		3 146 800		3 146 800
Provisão para actos médicos	17 347 312	2 180 222	6 670 000	12 857 534
Provisão para outros benef. dos trabalhadores		9 376 000		9 376 000
Provisão para outros encargos	4 534 000			4 534 000
Total	21 881 312	14 703 022	6 670 000	29 914 334

36 - Capital - Nº 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	534 000 000			534 000 000
Ajustes de partes de capital em filiais e associadas	389 052			389 052
Reservas:				
Reserva Legal	24 636 147	3 464 969		28 101 116
Reservas Livres	182 247 263	10 582 016		192 829 279
Resultados Transitados	51 755 948	69 299 383	62 340 907	58 714 424
Resultado Líquido do Exercício	69 299 383	110 657 784	69 299 383	110 657 784
Total	862 327 793	194 004 152	131 640 290	924 691 655

- 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 2004 de 5%. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

b) O movimento, no exercício, dos Resultados Transitados foi o seguinte:

Saldo inicial		51 755 948
Transferência do Resultado do Exercício de 2004		69 299 383
Por aplicação em:		
Reserva Legal	-3 464 969	
Reservas Livres	-10 582 016	
Dividendos	-46 700 000	
Distribuição de Resultados aos Corpos Gerentes – (regularização relativa a anos anteriores)	-12 071	
Distribuição de Resultados aos Trabalhadores	-1 581 851	-62 340 907
Saldo Final		58 714 424

41 - Demonstração do Custo das Mercadorias Vendidas e das Matérias Consumidas

Rubricas	Electricidade	Materiais Diversos	Total
Existências Iniciais		791 424	791 424
Compras e Produções Internas	2 733 317 278	188 974	2 733 506 252
Abate de Existências			
Existências Finais		877 865	877 865
Custo do Exercício	2 733 317 278	102 533	2 733 419 811

43 - Remuneração dos Órgãos Sociais

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

	2005	2004
Conselho de Administração	1 211 654	1 086 914
Mesa da Assembleia Geral	2 610	2 764
Total	1 214 264	1 089 678

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	2005	2004
a) Vendas	2 880 614 851	2 460 520 270
de Energia Eléctrica	2 880 614 851	2 460 520 270
Mercado Interno	2 796 554 809	2 414 649 199
Mercado Externo	84 060 042	45 871 071
b) Prestação de Serviços - Mercado Interno	6 441 598	2 062 156
de Electricidade	4 479 103	1 248 509
da Rede de Telecomunicações de Segurança	1 808 690	682 017
de Outros	153 805	131 630
Total	2 887 056 449	2 462 582 426

45 - Demonstração dos Resultados Financeiros

Custos e Perdas	2005	2004	Proveitos e Ganhos	2005	2004
Juros Suportados	30 426 365	25 822 845	Juros Obtidos	63 106	85 361
Perdas em empresas do Grupo		2 816 269	Ganhos em empresas do Grupo	385 679	52 005
Diferenças de Câmbio Desfavoráveis	7 720	1 693	Rendimentos de partic. de capital	30 350 573	
Outros Custos e Perdas Financeiras	1 283 541	1 370 636	Rendimento de Imóveis	345 343	351 041
			Diferenças de Câmbio Favoráveis	9 250	4 553
			Descontos Pronto Pagam. Obtidos	1 676	5 337
			Outros Proveitos e Ganhos Financeiros	1	100
			Resultados Financeiros	561 998	29 513 046
Total	31 717 626	30 011 443	Total	31 717 626	30 011 443

46 - Demonstração dos Resultados Extraordinários

Custos e Perdas	2005	2004	Proveitos e Ganhos	2005	2004
Donativos	1 033 346	747 075	Ganhos em Imobilizações	5 372	21 217
Dívidas incobráveis	52 757		Benefícios de Penalidades		
Perdas em Existências		85 051	Contratuais	72 418	
Perdas em Imobilizações	90 287	188 857	Reduções de Provisões	6 670 000	
Multas e Penalidades	1 284	2 082	Correcções Relativas a Exercícios		
Aumento de Amortizações	342 545	22 309	Anteriores	2 996 747	1 549 073
Correcções Relativas a Exercícios Anteriores	471 148	377 897	Outros Proveitos e Ganhos		
Outros Custos e Perdas			Extraordinários	4 936 633	5 302 293
Extraordinários	2 595 390	735 028			
Resultados Extraordinários	10 094 413	4 714 284			
Total	14 681 170	6 872 583	Total	14 681 170	6 872 583

a) A rubrica de Outros Custos e Perdas Extraordinárias inclui os seguintes valores:

Designação	2005	2004
Desmontagem de linhas	2 228 711	645 959
Desmantelamento de centros electroprodutores	49 459	87 579
Insuficiência de estimativa de imposto	272 293	
Indemnizações por despedimento	44 919	
Outros	8	1 490
Total	2 595 390	735 028

b) A rubrica de Outros Proveitos e Ganhos Extraordinários inclui os seguintes montantes:

Designação	2005	2004
Subsídios para investimento	3 780 437	3 603 030
Excesso de estimativa para impostos		1 285 440
Venda de sucatas	568 688	413 823
Venda de equipamentos provenientes do descom. de centros electrodutores	587 508	
Total	4 936 633	5 302 293

48 - Outras Informações

a) Acréscimos e Diferimentos

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

Acréscimos de proveitos

Rubricas	2005	2004
Diferença Tarifária - 2003		11 856 890
Diferença Tarifária - 2004	54 287 555	411 154 619
Diferença Tarifária - 2005	521 013 322	
Plano de Pensões	24 597 603	21 146 666
Outros acréscimos de proveitos (energia e serviços fornecidos e não facturados no exercício)	6 239 041	5 336 634
Total	606 137 521	449 494 809

Custos diferidos

Rubricas	2005	2004
Impostos diferidos activos	39 188 049	28 715 750
Reparações e beneficiações do imobilizado	1 760 384	2 578 817
Juros de empréstimos	903 295	789 622
Outros custos diferidos (rendas, alugueres, assinaturas, quotizações)	44 974	215 060
Total	41 896 702	32 299 249

i) Os movimentos na rubrica Reparções e Beneficiações de Imobilizado foram os seguintes:

Designação	2005	2004
Saldo inicial	2 578 817	3 209 139
Acréscimos do exercício		188 355
Transferências para resultados	-818 433	-818 677
Total	1 760 384	2 578 817

Acréscimos de custos

Rubricas	2005	2004
Férias e subsídios de férias	3 344 570	3 083 729
Juros e encargos a liquidar	812 196	876 782
Outros acréscimos de custos	91 303 617	59 046 235
Total	95 460 383	63 006 746

- a1) Na rubrica Outros Acréscimos de Custos destacam-se, em 2005, as aquisições de electricidade à Tejo Energia (19 619 256 euros), à Turbogás (26 975 858 euros), à Transgás (198 056 euros), à OMEL - Operador do Mercado Espanhol (15 555 740 euros), à EDIA (547 609 euros), a Produtores Eólicos (2 130 804 euros), à Enerpul de Cacia (1 095 925 euros) e outros acertos do SENV (1 078 410 euros), relativos a 2005 e ainda não facturados. Estão também incluídos nesta conta os montantes referentes aos custos da tarifa transfronteiriça (CBT) de Novembro e Dezembro (1 084 387 euros) e o valor estimado para as licenças de CO2 relativas a 2005 a facturar pela EDP.

Proveitos diferidos

Rubricas	2005	2004
Subsídios para investimento	94 276 481	79 339 313
Direitos de superfície da Central a gás da Tapada do Outeiro	1 889 887	1 982 997
Benefícios de potência térmica	4 115 083	4 613 881
Impostos diferidos	206 448 669	166 264 007
Total	306 730 120	252 200 198

- 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	2005	2004
Adiantamentos ao pessoal	25 228	16 506
Consultores, assessores e intermediários	499	499
Operações diversas com terceiros	13 046 374	8 060 558
Total	13 072 101	8 077 563

Outros Credores	2005	2004
Sindicatos	5 552	5 379
Credores diversos	13 033 202	7 743 723
Total	13 038 754	7 749 102

c) Trabalhos para a Própria Empresa

Decomposição dos valores evidenciados na Demonstração de Resultados:

Rubricas	2005	2004
Consumos de materiais	1 687	10 190
Encargos directos internos...(nota 03.f)	7 054 328	6 624 945
Encargos de estrutura.....(nota 03.f)	2 654 769	2 365 860
Encargos financeiros.....(nota 03.e)	2 638 010	2 588 145
Obras de conservação diferida		188 355
Total	12 348 794	11 777 495

d) Estado e Outros Entes Públicos

Decomposição dos valores evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

	2005	2004
Saldos Credores	1 004 489	826 492
IRC	117 081	
Retenção de impostos sobre o rendimento	382 220	357 078
Imposto de selo	25	15
Contribuições para a segurança social	505 163	469 399
Saldos Devedores	50 206 107	30 051 900
IVA	50 206 107	22 367 777
IRC		7 684 123

e) Outros Devedores e Outros Credores - Médio e Longo Prazo

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

Designação	2005	2004
Outros Devedores		
Cauções prestadas de serviços médicos - SÁVIDA	155 297	155 297
Total	155 297	155 297
Outros Credores		
Cauções recebidas	990 000	990 000
Total	990 000	990 000

f) Inventário de Participações Financeiras

Empresas do Grupo	Quantidade	Valor Nominal	Valor Unitário ajustado	Valor	% de capital detido
RENTELECOM – Comunicações, S.A.	20 000	5	20,931	418 620	100
OMIP – Operador do Mercado Ibérico e Energia (Pólo Português), S.A.	200 000	10	21,913	4 382 679	90
Outras Empresas	Quantidade	Valor Unitário		Valor de aquisição	% de capital detido
GALP Energia, SGPS, S.A.	30 350 573	13,868	-	420 901 746	18,3

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.

Departamento Financeiro

O Técnico de Contas
 Maria Teresa Martins
 O Responsável
 António de Sousa Martins

Divisão Financeira e Património

O Director
 Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

O Conselho de Administração

José Rodrigues Pereira dos Penedos - Presidente
 Victor Manuel da Costa Antunes Machado Batista
 Aníbal Durães dos Santos
 Henrique Joaquim Gomes
 Paulo José Jubilado Soares de Pinho

Remunerações do Conselho de Administração

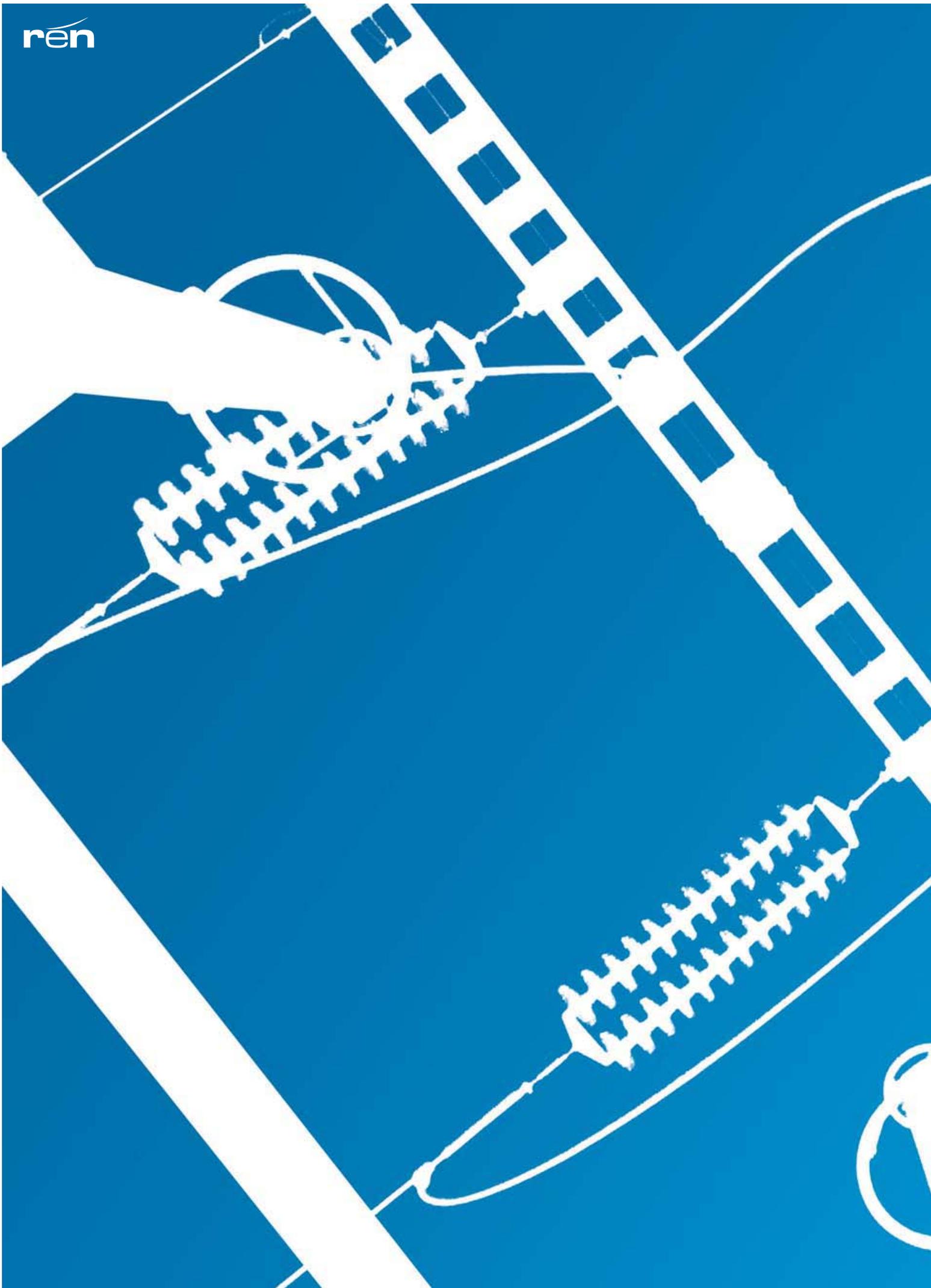
Dando cumprimento ao disposto no n.º 9 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 155/2005 de 6 de Outubro, apresentamos o quadro de remunerações individuais dos membros do Conselho de Administração.

(valores anuais em euros)

	Remunerações	Plano Complementar de Reforma	Subsídio de Alimentação	Despesas de Representação
Presidente	272 658	45 443	2 178	8 529
Vogais	172 205	28 701	2 178	8 529

Notas:

- 1) O Presidente e os Vogais têm direito a utilização de viatura da empresa, com um *plafond* de € 75 000,00 e € 65 000,00 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.
- 2) o valor das despesas de representação é o montante máximo autorizado.



Documentos de Apreciação e Certificação

Certificação Legal das Contas	120
Relatório e Parecer do Fiscal Único	121
Relatório de Auditoria	122
Extracto da Acta da Assembleia Geral de Accionistas da REN, S.A.	124

Certificação Legal das Contas

Introdução

1. Examinámos as demonstrações financeiras anexas da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2005 (que evidencia um total de balanço de € 2 974 811 111 e um total de capital próprio de € 924 691 655, incluindo um resultado líquido 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;
- 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 - Rede Eléctrica Nacional, S.A., em 31 de Dezembro de 2005, 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, 16 de Março de 2006

Luís Borges de Assunção
(Revisor Oficial de Contas nº 114)

Relatório e Parecer do Fiscal Único

No cumprimento das disposições legais e estatutárias, vem o Fiscal Único da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. emitir os seus Relatório e Parecer sobre os documentos de prestação de contas elaborados pelo Conselho de Administração, relativos ao exercício de 2005.

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 2005; 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 dois mil e cinco apresentados pelo Conselho de Administração;
2. A proposta de aplicação dos resultados constante do Relatório de Gestão.

Lisboa, 16 de Março de 2006

O Fiscal Único

Luís Borges de Assunção
(Revisor Oficial de Contas nº 114)

Relatório de Auditoria

Aos Accionistas da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Introdução

1. Examinámos as demonstrações financeiras da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2005, (que evidencia um total de 2 974 811 milhares de euros e um total de capital próprio de 924 692 milhares de euros, incluindo um resultado líquido de 110 658 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 – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 31 de Dezembro de 2005, 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.

Ênfases

8. Sem afectar a opinião expressa no parágrafo anterior, chamamos a atenção para os seguintes factos:

i) a empresa, no âmbito da aplicação do critério contabilístico relativamente à regularização dos desvios tarifários, tem vindo a considerar que todos os terrenos afectos aos sítios de geração tiveram, até 31 de Dezembro de 2005, remuneração concomitante com o rendimento que os mesmos capitais teriam noutra aplicação financeira, excepto os terrenos afectos aos centros electroprodutores térmicos alienados no exercício de 2005. A portaria 96/2004 e o Decreto-lei 153/2004 de 30 de Junho estabeleceram, tal como se encontra descrito na nota 48 do Anexo, os critérios a utilizar na recuperação por parte da empresa dos referidos montantes, os quais se encontram incluídos nas demonstrações financeiras na rubrica de Acréscimos de proveitos.

ii) tal como referido na Nota 2 do Anexo ao Balanço e à Demonstração dos resultados, os valores apresentados para efeitos comparativos referentes ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2004, foram reexpressos a fim de acolher as alterações introduzidas pelo DL 35/ 2005 de 17 de Fevereiro.

Lisboa, 17 de Março de 2006

PricewaterhouseCoopers & Associados, SROC, Lda.
representada por:

Ana Maria Ávila de Oliveira Lopes Bertão, R.O.C

Extracto da Acta da Assembleia Geral de Accionistas da REN, S.A.

Acta n.º 1/2006

“... Foi pedida e concedida a palavra à representante do accionista Estado que, em nome deste, apresentou uma proposta de aplicação de resultados, a qual consta do Despacho Conjunto dos Senhores Secretário de Estado do Tesouro e Finanças e Secretário de Estado Adjunto, da Indústria e da Inovação, de 27 de Março de 2006, do seguinte teor: “O accionista Estado propõe que o Resultado líquido do exercício de 2005, correspondente a um lucro de 110 657 784 euros, tenha a seguinte aplicação:

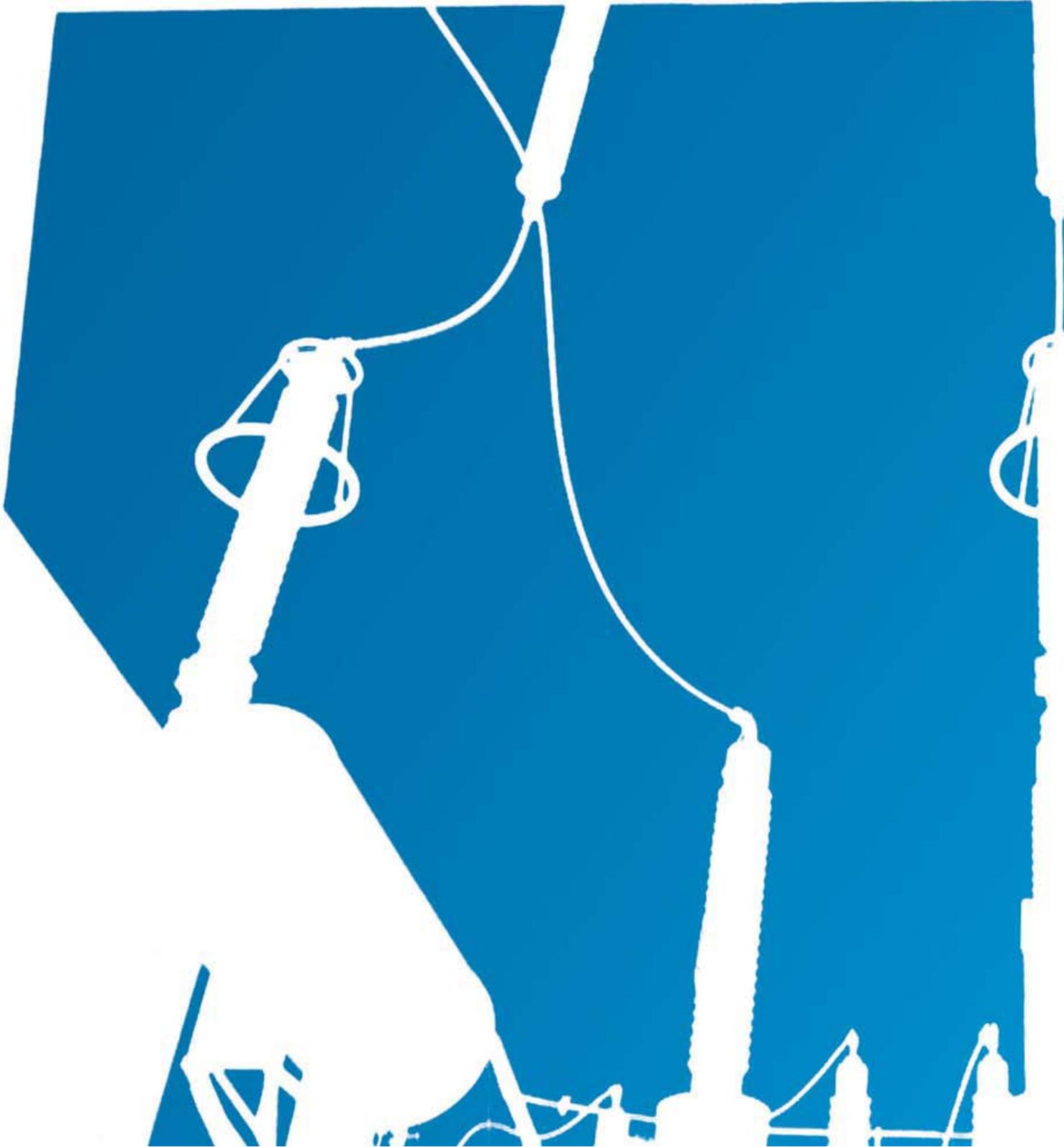
- Reserva Legal, 5 532 889 euros – 5,0%
- Outras Reservas, 16 897 444 euros – 15,3%
- Dividendos, 66 394 670 euros – 60,0%
- Resultados Transitados, 21 832 781 euros – 19,7%

Da verba referente à conta de Resultados transitados, propõe-se a distribuição de resultados a trabalhadores, no montante de 1 621 397 euros.
(...)

Entrou-se, seguidamente, no ponto Terceiro da Ordem de Trabalhos, “Apreciação Geral da Administração e Fiscalização da Sociedade”, tendo usado da palavra o representante da accionista EDP, que formulou um voto de louvor e de confiança ao conselho de administração e a cada um dos seus membros, bem como ao fiscal único.
(...)

Submetida a votação, a proposta foi aprovada por unanimidade.”





Anexo Estatístico

Alguns Diplomas Relativos ao sector Energético Publicados em 2005	128
Principais Indicadores Económico-Financeiros	130
Evolução dos Investimentos Anuais a Preços Correntes	131
Alguns Indicadores do Sistema Eléctrico Nacional	132
Chave de Siglas e Unidades	133

Anexos

Alguns diplomas relativos ao sector energético publicados em 2005

Despacho n.º 500-A/2005 (2.ª série), DR 5 Série II, Suplemento de 5 de Janeiro. Adita o despacho n.º 26 388-A/2004, de 14 de Dezembro, reconhecendo que a cogeração contribui para a redução da dependência energética e para o reforço da competitividade empresarial, sendo também aceites no período de 1 a 15 de Janeiro de 2005 pedidos de informação prévia relativa a instalações de cogeração.

Decreto-Lei n.º 12/2005, DR 5 Série, I-A de 7 de Janeiro. No uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de Outubro, procede à definição das condições da cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) e à criação de medidas compensatórias relativamente à posição de cada naqueles contratos.

Portaria n.º 118/2005, DR 21 Série I-B, de 31 de Janeiro. Fixa os emolumentos a cobrar pelo Instituto do Ambiente no âmbito do processo de atribuição de títulos de emissão de gases com efeito de estufa e respectiva actualização.

Portaria n.º 139/2005, DR 24 Série I-B, de 3 de Fevereiro. Autoriza a atribuição da licença de

comercialização de energia eléctrica de agentes externos.

Portaria n.º 180/2005, DR 32 Série I-B, de 15 de Fevereiro. Fixa os montantes das taxas cobradas a sete entidades reguladoras sectoriais que a Autoridade da Concorrência receberá a título de receitas próprias no ano de 2005.

Decreto-Lei n.º 33-A/2005, DR 33 Série I-A, Suplemento de 16 de Fevereiro. Altera o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, revendo os factores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Eléctrico Português (SEP) e definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis.

Despacho n.º 4168-A/2005, DR 39 Série II, Suplemento de 24 de Fevereiro. Aprova as normas complementares, aplicáveis à informação a prestar à ERSE pela entidade concessionária da RNT, pela entidade titular de licença vinculada de energia eléctrica em MT e AT, pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

Despacho n.º 4672/2005 (2.ª série), DR 45 Série II de 4 de Março. Aprova os acordos

relativos à cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia celebrados entre a REN - Rede Eléctrica Nacional, S. A. e a CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Energia, S.A..

Despacho n.º 4673/2005 (2.ª série), DR 45 Série II de 4 de Março. Determina que a sustentabilidade do OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A., e da OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. enquanto entidades do sector eléctrico encarregues do funcionamento e gestão do mercado de electricidade a prazo, será suportada pelo sistema eléctrico, através da tarifa de uso global do sistema.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2005, DR 44 I-B, de 3 Março. Aprova o Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE) para o período 2005-2007. O plano, anteriormente aprovado pela Comissão Europeia, constitui a base para a atribuição das licenças de emissão às instalações abrangidas pelo CELE para o período 2005-2007.

Despacho conjunto n.º 248/2005, DR 54 Série II de 17 de Março. Reconhece a existência de razões imperativas de interesse público para a realização do projecto da linha Alqueva-fronteira espanhola, a 400 kV.

Portaria n.º 381/2005, DR 66 Série I-B de 5 de Abril. Altera o Regulamento de Execução da Medida de Apoio «Modernização e Desenvolvimento das Infra-Estruturas Energéticas», aprovado pela Portaria n.º 400/2004, de 22 de Abril.

Despacho n.º 10317/2005 (2.ª série), DR 89 Série II de 9 de Maio. Cria dois grupos de trabalho com o objectivo de elaborarem propostas de leis de bases da electricidade e do gás natural, respectivamente, devendo cada uma delas ser acompanhada do correspondente projecto de decreto-lei para transposição das directivas 2003/54/CE e 2003/55/CE, ambas de 26 de Junho.

Despacho n.º 15021-A/2005 (2.ª série), DR 130 Série II, suplemento de 8 de Julho. Aprova, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais, alterações ao Manual de

Procedimentos do Gestor de Ofertas a "metodologia a observar na disponibilização de dados de consumo de clientes não vinculados em baixa tensão normal" e a "gestão dos processos de mudança de fornecedor e de registo de dívidas", nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, as "condições gerais do acordo de acesso e operação das redes do SEP aplicável aos comercializadores e agentes externos".

Despacho n.º 15279/2005 (2.ª série), DR 133 Série II de 13 de Julho. Aprova as revisões, de acordo com o estabelecido no n.º 3 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 338/91, do nível de referência do saldo da conta de correcção de hidraulicidade, o valor anual da respectiva correcção, a definição do combustível ou fonte marginal de produção e o correspondente preço máximo de referência.

Despacho n.º 18993-A/2005 (2.ª série), DR 167 Série II, Suplemento de 31 de Agosto. Aprova os novos Regulamentos de Relações Comerciais, Tarifário e de Acesso às Redes e às Interligações.

Despacho conjunto n.º 686-E/2005, DR 176 Série II, 2º Suplemento de 13 de Setembro. Aprova a lista de instalações existentes participantes no comércio de emissões e a respectiva atribuição inicial de licenças de emissão.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, DR 204 Série I-B de 24 de Setembro. Aprova a estratégia nacional para a energia.

Despacho n.º 25901-A/2005 (2.ª série), DR 239 Série II, 1º Suplemento de 15 de Dezembro. Fixa os valores dos parâmetros de regulação para 2006-2008 e dos valores das tarifas e preços de energia eléctrica e outros serviços para o ano de 2006.

Despacho n.º 26956/2005 (2.ª série), DR 249 Série II de 29 de Dezembro. Apresenta condicionalismos relativos aos pedidos de informação prévia para ligação à rede de instalações do sistema eléctrico independente, que decorre de 1 a 15 de Janeiro de 2006, nos termos do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, que define o regime para gestão da capacidade de recepção do sistema eléctrico público.

Principais Indicadores Económico-Financeiros

Alguns indicadores relevantes

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
DE SITUAÇÃO FINANCEIRA						
Solvabilidade Total Activo/Passivo	2,2	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5
Autonomia Financeira Capital Próprio/Activo (%)	54,2	38,1	39,0	38,1	34,4	31,9
Estrutura Financeira Passivo Financeiro /Capital Próprio	43,4	97,6	91,6	94,2	121,0	143,8
Grau de endividamento Passivo /Capital Próprio	0,8	1,6	1,6	1,6	1,9	2,1
Liquidez Geral Capitais Circ./Passivo Curto Prazo (%)	59,0	55,0	72,4	57,4	44,1	50,5
Cobertura do Imobilizado Capitais Permanentes/Activo Fixo (%)	96,3	93,6	92,5	78,1	78,1	87,3
Cobertura do Investimento EBITDA/Investimento Corpóreo	3,7	2,4	2,0	1,7	1,4	1,2
Cobertura de Encargos Financeiros EBITDA/Encargos Financeiros	14,4	5,0	7,3	11,5	7,3	8,2
Desvios Tarifários/Capitais Circulantes (%)	34,6	73,8	62,0	53,0	74,2	90,8
DE RENDIBILIDADE						
Rendibilidade dos Capitais Próprios Resultados Líquidos/Capitais Próprios (%)	6,5	6,1	8,5	11,4	8,1	12,4
Rendibilidade Económica Resultado Operacional/Activo (%)	5,7	5,1	5,9	6,0	4,8	4,7
OUTROS INDICADORES						
V.A.B. per capita (Milhares de Euros) V.A.B./Nº Médio Efectivos	324	343	388	421	405	455

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

Alguns Indicadores do Sistema Eléctrico Nacional

Exploração do Sistema Electroprodutor

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	Evolução (2004/2005)
PRODUÇÃO HIDRÁULICA	GWh	10 847	13 394	7 261	14 670	9 216	4 523	-51%
Centrais SEP	"	10 229	12 607	6 764	13 965	8 818	4 360	-51%
Centrais SENV (EDP)	"	618	787	497	705	398	163	-59%
PRODUÇÃO TÉRMICA	GWh	24 264	24 313	29 357	22 394	25 749	30 621	19%
Centrais SEP	"	24 264	24 313	29 357	22 190	22 331	25 533	14%
Centrais SENV	"	-	-	-	204	3 418	5 088	49%
PRODUÇÃO TOTAL	GWh	35 111	37 707	36 618	37 064	34 965	35 144	1%
TROCAS COM O ESTRANGEIRO (Saldo)	GWh	917	239	1 899	2 794	6 480	6 820	5%
PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL	GWh	2 460	2 554	2 820	3 688	4 463	6 552	47%
CONSUMO EM BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	GWh	558	485	670	485	408	568	39%
CONSUMO TOTAL	GWh	37 930	40 015	40 667	43 061	45 500	47 947	5%
Evolução anual		6,0%	5,5%	1,6%	5,9%	5,7%	5,4%	
Evolução corr. temp. e dias úteis		5,4%	5,6%	2,6%	4,3%	4,5%	4,7%	
PONTA MÁXIMA								
Rede Produção e Transporte	MW	6 403	7 057	6 619	7 310	7 453	7 362	-1%
	dia/mês	25/Jan	17/Dez	1/Set	15/Jan	9/Dez	1/Mar	
Rede Pública Total	MW	6 890	7 466	7 394	8 046	8 250	8 528	3%
	dia/mês	25/Jan	17/Dez	12/Dez	15/Jan	9/Dez	27/Jan	
POTÊNCIA INSTALADA SEP+SENV	MW	9 039	9 069	9 012	9 392	9 893	10 434	5%
Hidráulica	"	4 184	4 214	4 157	4 277	4 386	4 582	4%
Térmica	"	4 855	4 855	4 855	5 115	5 507	5 852	6%
POTÊNCIA INSTALADA PRE	"	908	977	1 168	1 406	1 854	2 360	27%
COEFICIENTE DE PRODUTIBILIDADE HIDROELÉCTRICA								
Ano civil		1,08	1,19	0,76	1,33	0,83	0,41	-51%
Ano hidrológico		2,04	0,41	1,58	1,53	0,52	0,60	15%
ARMAZENAMENTO FINAL NAS ALBUFEIRAS	GWh	2 192	1 153	2 170	1 636	1 377	1 573	14%
COMPRIMENTO DA REDE	km	6 014	6 195	6 438	6 544	6 489	6 656	3%
400 kV	"	1 235	1 235	1 301	1 403	1 454	1 501	3%
220 kV	"	2 418	2 599	2 717	2 704	2 838	2 873	1%
150 kV	"	2 361	2 361	2 421	2 438	2 198	2 282	4%
60 kV	"	-	-	-	-	-	-	
POTÊNCIA INSTALADA EM SUBESTAÇÕES	MVA	16863	17052	17 667	19 165	19 398	19 968	3%
Transformação	"	10592	10781	11 266	11 744	11 977	12 547	5%
Auto-transformação	"	6271	6271	6 401	7 421	7 421	7 421	0%

NOTA: Os consumos são referidos à produção líquida.

Chave de Siglas e Unidades

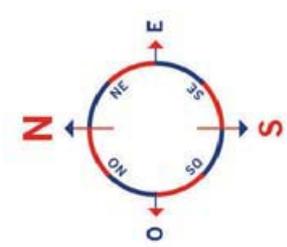
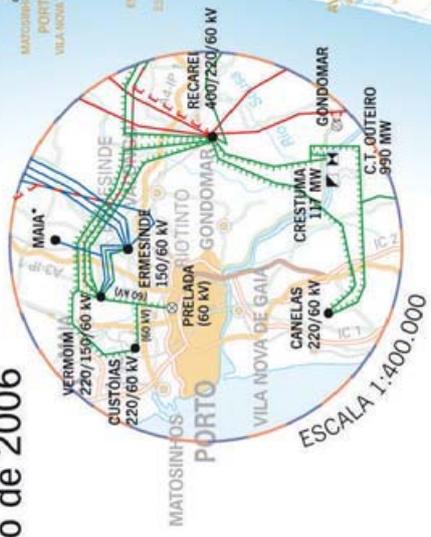
AIB	<i>Association of Issuing Bodies</i>	PIB	Produto Interno Bruto
ANACOM	Autoridade Nacional de Comunicações	PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
APCER	Associação Portuguesa de Certificação	POC	Plano Oficial de Contabilidade Português
ARA	Portos do Norte da Europa: Amesterdão, Roterdão e Antuérpia	PPC	Paridade do Poder de Compra
ASEAN	<i>Association of Southeast Asian Nations</i>	PRE	Produtores em Regime Especial
AT	Alta Tensão	PT	Portugal Telecom S.A.
BT	Baixa Tensão	RDI	Rede de dados industrial
BTe	Baixa Tensão especial	RECS	<i>Renewable Energy Certificate System</i>
BW	<i>Business Warehouse</i>	REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
CAE	Contrato de Aquisição de Energia	RENTELECOM	RENTELECOM – Comunicações, S.A.
CBT	<i>Cross Border Trade</i>	RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
CE	Comissão Europeia	RTS	Rede de Telecomunicações de Segurança
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão	SDH	<i>Synchronous Digital Hierarchy</i>
CIF	Custo Seguro e Frete	SEI	Sistema Eléctrico Independente
CIGRÉ	Conferência Internacional das Grandes Redes Eléctricas	SEM	<i>Strategic Enterprise Management</i>
C.P.	Curto Prazo	SEN	Sistema Eléctrico Nacional
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.	SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
CPR	Companhia Portuguesa de Rating, S.A.	SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
DGGE	Direcção Geral de Geologia e Energia	SGPS	Sociedade Gestora de Participações Sociais
D.L.	Decreto-Lei	TEE	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica
DR	Diário da República	TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
DRS	<i>Disaster Recovery System</i>	TSO	<i>Transmission System Operators</i>
DWDM	<i>Dense Wavelength Division Multiplexing</i>	UCTE	União para a Coordenação do Transporte de Electricidade
EBITDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>	UE	União Europeia
EDINFOR	Edinfor – Sistemas Informáticos, S.A.	UGS	Tarifa de Uso Geral do Sistema
EDP	Energias de Portugal, S.A.	URT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos	VAB	Valor Acrescentado Bruto
ETSO	<i>European Transmission System Operators</i>	VPN	<i>Virtual Private Network</i>
EUA	Estados Unidos da América		
EUP	Estatuto Unificado do Pessoal		
FER	Directiva sobre Fontes de Energia Renovável		
GEE	Gases com Efeito de Estufa	bbI	barril de petróleo
GNL	Gás Natural Liquefeito	cent.€	cêntimos de euro
IAS	<i>International Accounting Standard</i>	EUR	euro
IHPC	Índice Harmonizado de Preços do Consumidor	€	euro
IP	<i>Internet Protocol</i>	GHz	gigahertz
IPC	Índice de Preços do Consumidor	GW	gigawatt
IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas	GWh	gigawatt hora
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado	k€	milhares de euros
M.L.P.	Médio e Longo Prazo	km	quilómetro
MAT	Muito Alta Tensão	kV	quilovolt
MED	Portos Mediterrânicos: Génova e Lavera	kWh	quilowatt hora
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade	m3	metro cúbico
MIE	Mercado Interno de Electricidade	M€	milhões de euros
MT	Média Tensão	MVA	megavolt-ampere
OCDE	Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Económico	Mvar	megavolt-ampere reactivo
OMEL	<i>Compañia Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.</i>	MW	megawatt
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.	MWh	megawatt hora
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.	p.b.	pontos base
PEI	Planos de Emergência Interna	p.p.	pontos percentuais
		s	segundo
		t	tonelada
		tec	tonelada equivalente de carvão
		TWh	terawatt-hora
		USD	dólar americano
		US\$	dólar americano

Unidades

Rede Nacional de Transporte

Portugal

400, 220, 150 e 130 kV
1 de Janeiro de 2006





ESCALA 1:1 000 000

ESCALA 1:500.000

LEGENDA

Instalações em serviço em 1 de Janeiro de 2006 e em construção ou programadas para o período 2006/2010. A localização das subestações e o traçado das linhas é indicativo, em particular no caso de equipamento previsto.

CIRCUITOS		TENSÕES	
Previsão	Instalados	400 kV	220 kV
Em exploração	1		
Em exploração	2		
Em construção ou programadas	1		
Em construção ou programadas	2		
Com remodelação programada	de 150 kV para além de 220 kV		
Em exploração	1		
Em construção ou programadas	1		

SUBESTAÇÕES

Natureza	Em construção ou programada	Natureza	Em construção ou programada
Natureza		Natureza	
De transformação		De corte e de secionamento	

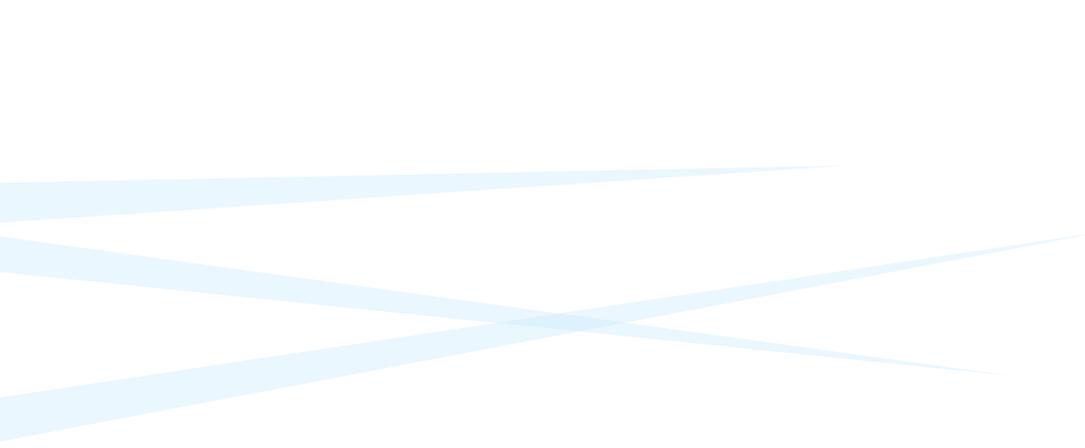
CENTRAIS

Natureza	Em construção ou programada	Natureza	Em construção ou programada
Hidráulicas		Fuel ou Carvão	
Hidráulicas com bombagem		Turbinas a Gás	
Eólicas 3)		Mista (eléctric. e vapor)	
		Gás natural (ciclo combinado)	
		Gás natural (ciclo simples)	

NOTAS
 1) 220V (150) Equipamento explorado a uma tensão inferior à representada.
 2) Linha rosa que pode utilizar corredor já existente.
 3) Pontos de diferente nível de tensão, nos mesmos apoios.
 4) De acordo com o plano de sustentabilidade dos "Perspectivas da Evolução do Sistema Electrodinâmico Transmissor, 2006-2025" e da hipótese base de localização adoptada no "Plano de Investimento da INT 2006-2011".
 * Instalação de cliente ou produtor.

ren
 Rede Eléctrica Nacional, S.A.
 Av. E.U.A., 55 1749-061 Lisboa
 Tel. 21 001 3500 Fax: 21 001 3310
 www.ren.pt

Design, Produção e Mapa de Portugal: © CLIPARTE, LDA.
 Rede Nacional de Transporte: © REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
 © CLIPARTE Design e Mapas Turísticos, Lda
 Largo Samwell Diniz, 2 E 1500-552 Lisboa
 Tel. 21 772 3138 Fax: 21 772 3128
 e-mail: mail@cliparte.pt www.cliparte.pt



Edição e Produção

REN – Rede Eléctrica Nacional, 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

IA&RB, Lda.
Av. Marechal Carmona, 462
2750-312 Cascais
Tel.: 21 484 96 50
Fax: 21 484 96 59
E-mail: geral@iarb.com.pt

Fotografias

Bate Chapas, Oficina de Imagem
Fototeca REN

Tiragem

1 000 exemplares

ISSN

0873-1616

Depósito Legal

242398/06

