REDES DE CONFIANÇA

REN
Redes Energéticas Nacionais

Relatório & Contas 08

Relatório & Contas 08

Índice

1.	MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2.	MISSÃO, VISÃO E VALORES	6
3.	INDICADORES PRINCIPAIS	8
4.	QUEM SOMOS	13
4.1.	A EMPRESA	14
4.2.	ESTRUTURA SOCIETÁRIA DO GRUPO REN	15
4.3.	ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DA REN SGPS, S.A.	15
4.4.	RECURSOS HUMANOS	16
4.5.	ÓRGÃOS SOCIAIS DO GRUPO	17
4.6.	ESTRUTURA ACCIONISTA	18
5.	RELATÓRIO CONSOLIDADO DE GESTÃO	19
5.1.	FACTOS RELEVANTES DO ANO	20
5.2.	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL	20
5.2.1.	Panorama internacional	20
5.2.2.	A economia portuguesa	23
5.2.3.	Enquadramento sectorial	24
5.3.	O MERCADO E A INDÚSTRIA	26
5.3.1.	Política energética	26
5.3.2.	Comércio de emissões	27
5.3.3.	Infra-estruturas de rede	28
5.3.4.	Mercados regionais	29
5.3.5.	Procura e produção	30
5.3.6.	Mercado liberalizado	34
5.3.7.	Eficiência energética	35
5.3.8.	Energias renováveis	35
5.4.	A REGULAÇÃO ECONÓMICA	36
5.5.	ACTIVIDADE DO GRUPO EM 2008	44
5.5.1.	Negócio de transporte de electricidade	44
5.5.2.	Negócio de recepção, transporte e armazenagem de gás natural	51
5.5.3.	Sistemas de informação	60
5.5.4.	REN Trading	61
5.5.5.	RENTELECOM - Comunicações, S.A.	61
5.5.6.	OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.	62
5.6.	EVOLUÇÃO ECONÓMICA E FINANCEIRA	66
5.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS E PERSPECTIVAS PARA 2009	70
6.	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS	73
7.	ANEXO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS	79
8.	DECLARAÇÃO DE CONFORMIDADE	133
9.	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS	135
10.	ANEXO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS	139
11.	PROPOSTA DE APLICAÇÃO DE RESULTADOS	165
12.	ANEXOS	167
12.1.	DOCUMENTOS DE CERTIFICAÇÃO DAS CONTAS	168
12.2.	EXTRACTO DA ACTA DA ASSEMBLEIA GERAL DE ACCIONISTAS DA REN SGPS, S.A.	178
12.3.	GLOSSÁRIO FINANCEIRO	179
12.4.	GLOSSÁRIO TÉCNICO	180
12.5.	DIPLOMAS LEGAIS	181
12.6.	INDICADORES TÉCNICOS	183
12.7.	CONTACTOS	184

1. Mensagem do Presidente



O exercício de 2008 reflecte, nos respectivos resultados, um esforço operacional e de racionalização das empresas do Grupo REN que me apraz pôr em evidência, nesta mensagem, tão simples quanto possível.

Com um investimento previsto na ordem de trezentos milhões de euros, podemos dizer que, tanto na electricidade como no gás, conseguimos atingir os objectivos, respectivamente 268 e 45 M€. Acresce a compra da participação no capital da Enagás, 43,2 M€, dando cumprimento ao Protocolo de Cooperação Estratégica, no quadro do Mibgás.

Se tivermos presente o que foi o ano transacto, como expressão das dificuldades surgidas, por todo o território, em relação ao lançamento de novas linhas aéreas ou mesmo de gasodutos, fica-se com a dimensão do esforço interno de articulação e de capacidade de relacionamento externo, com todos os agentes envolvidos, para se concluir o programa de investimento tão em cima das metas previstas para ambas as redes. É um mérito das equipas operacionais da REN que tem de ser partilhado com os prestadores de serviços.

É devida uma nota à melhoria da comunicação que se atingiu, quer na fase reactiva quer, sobretudo, como parte da informação pró-activa baseada em novos suportes escritos, explicitando a natureza dos problemas e os limites de segurança que a REN cumpre escrupulosamente no estabelecimento das suas infra-estruturas.

O desempenho operacional está patente nos níveis atingidos no Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), para a Rede Nacional de Transporte de Electricidade, 1,29 minutos. Quanto a subestações, melhorou globalmente o desempenho sublinhando-se que a taxa de disponibilidade dos transformadores se situou próximo de 98%, valor que traduz o elevado conjunto de remodelações e substituições de equipamento.

Na Rede Nacional de Gás Natural, não se registou qualquer incidente na infra-estrutura de transporte em alta pressão, facto do qual resulta a manutenção do indicador acumulado de índice de incidentes, com fuga não intencional de gás, igual a zero incidentes por 1 000 km de infra-estrutura, e o TIE ter ficado em 0,3 minutos, abaixo da média dos últimos cinco anos.

Em qualquer destes índices, que se consideram representativos da excelência do serviço propiciado pela infra-estrutura de transporte de energia, a REN continua a não temer comparações com os melhores operadores congéneres, à escala europeia.

A reestruturação prosseguida com o lançamento da REN Serviços, com a missão de prestar serviços, identificados como de matriz comum às empresas do Grupo, absorveu cerca de 25% dos recursos humanos do conjunto de empresas e deve poder evidenciar os ganhos de sinergia esperados, no decurso do próximo exercício, onde se poderão já identificar os benefícios concretos desta centralização de *back-office*.

Foi prosseguido o esforço de reestruturação da dívida com a realização da 1.ª emissão internacional de um empréstimo de 500 milhões de euros, ao abrigo do programa *European Medium Term Notes*, EMTN, que se caracterizou por uma procura que ultrapassou o dobro da oferta, notável num período especialmente difícil de disponibilidade de meios financeiros, e por ser a primeira aparição no mercado externo da dívida. Com efeito, após

15 de Setembro de 2008, foi patente a escassez de crédito que se instalou progressivamente no sistema financeiro internacional, sem excepção para o mercado europeu. Sublinhar o ambiente que rodeou esta primeira emissão de dívida, significa assumir também o agradecimento pelo apoio dos Accionistas a uma operação que correspondia à satisfação dum compromisso anunciado aos mercados no *road show* da privatização, tal como a obtenção da notação de *rating* internacional, junto da Standard & Poors e da Moddy's, como condição prévia à emissão.

Também em 2008 se contraiu um empréstimo de 250 milhões de euros ao Banco Europeu de Investimentos, BEI, prosseguindo uma relação que tem um traço de continuidade no apoio ao processo de infra-estruturação da rede de energia nacional, desta vez mais orientado para a rede eléctrica.

A dívida consolidada do Grupo atingiu, no final do ano, 1 738,1 M€, representando um decréscimo de 193 M€, relativamente ao ano anterior, o que fica a dever-se a um facto de assinalar no exercício que foi o encaixe de 466 M€ devidos à recuperação do défice tarifário da REN Eléctrica.

Foi publicado, em meados de Dezembro, o novo enquadramento regulatório da actividade de transporte e gestão técnica do sistema eléctrico nacional, para o período 2009-2011, onde se destacam, como novidades favoráveis, relativamente ao ordenamento anterior, um prémio aos novos investimentos, à disponibilidade da rede e à manutenção em exploração de activos já amortizados, além de um incentivo a ganhos de eficiência nos custos de exploração.

Com esta alteração, inicia-se claramente um percurso de aproximação do conteúdo económico da regulação portuguesa, da actividade exercida pela REN Eléctrica, da regulação em vigor na maioria dos países europeus e, em particular, em Espanha.

Este passo tem de realçar-se pela importância estratégica que assume no esforço de densificação da rede de transporte de electricidade, induzido pela Estratégia Nacional para a Energia, que é muito exigente em promoção da componente renovável, em especial a eólica e a hídrica, e que tem expressão no ritmo de investimento e numa enorme pressão que, além de ser de natureza estratégica é, também, de natureza operacional, pelas dificuldades já assinaladas que obrigam a uma monitorização muito fina de cerca de meia centena de estaleiros de obra, em permanência.

O resultado líquido do exercício ficou em 127,4 M€, dos quais 94,2 com origem na electricidade, 34,3 no gás e -1,1 M€ nas outras actividades do Grupo (SGPS, Telecomunicações, OMIP, OMIClear e REN Serviços).

Tem de assinalar-se uma redução do resultado operacional que tem directamente a ver com a alteração que se verificou na actividade comercial exercida pela REN relativamente aos Contratos de Aquisição de Energia (CAE): com a cessação da maioria destes contratos vinculados, a REN passou a gerir apenas dois contratos relativos às Centrais da Turbogás e Tejo Energia, reduzindo-se os ganhos de comercialização em 11,1 M€, além de ter também uma redução de 6,1 M€ pela alteração da taxa de remuneração dos terrenos dos Centros Electroprodutores. Em contrapartida, melhorou o resultado financeiro em 12,5 M€, em consequência da redução de encargos financeiros líquidos com o recebimento do montante relativo ao défice tarifário.

As vendas e prestações de serviços tiveram também outra redução importante, por a REN ter perdido a função de agente para a intermediação dos serviços de sistema, passando este serviço a ser saldado entre os agentes de mercado.

Com um ano tão cheio de acontecimentos relevantes para o sector e com as dificuldades que assinalei, é justo realçar o resultado final da gestão integrada, com o Grupo reestruturado, com a dívida a caminho dum novo perfil de maturidade e com os desafios de novos investimentos, quer na electricidade, quer no gás sob completo controlo interno duma equipa coesa, qualificada e disponível que deu e continua a dar o melhor do seu esforço por uma REN cada dia mais sustentável.

Aos Senhores Accionistas, uma palavra sentida de agradecimento pela sua confiança e pelo apoio permanente nunca regateado.

2. Missão, Visão e Valores

A Empresa

A REN Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., é a sociedade *holding* que agrupa cinco concessões de serviço público: i) transporte de energia eléctrica em muito alta tensão, ii) transporte de gás natural em alta pressão, iii) recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, iv) armazenamento subterrâneo de gás natural e, mais recentemente, a concessão de exploração, em regime de serviço público, da zona piloto identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro, e de utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público[1].

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

Missão

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

Visão

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

[1]Através desta concessão, que é atribuída pelo prazo de 45 anos em regime exclusivo, a nova sociedade a criar pela REN será a responsável pela gestão da "zona piloto" *off-shore*, identificada no referido Decreto-Lei n.º 5/2008, e pela promoção do desenvolvimento científico e tecnológico na área da produção de electricidade a partir da energia das ondas.

Valores

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

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

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

As Concessões

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

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

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

- o recebimento, o transporte, os serviços de sistema e a entrega de gás natural através da rede de alta pressão;
- a construção, manutenção, operação e exploração de todas as infra-estruturas que integram a RNTGN e das

interligações às redes e infra-estruturas a que esteja ligada e, bem assim, das instalações que são necessárias para a sua operação.

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

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

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

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

Enquanto concessionária da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro, e de utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público, é responsável pela gestão da "zona piloto" *off-shore*, identificada no referido Decreto-Lei n.º 5/2008, e pela promoção do desenvolvimento científico e tecnológico na área da produção de electricidade a partir da energia das ondas, relativamente à nova sociedade a criar pela REN. A concessão da "zona piloto" inclui a utilização da faixa correspondente ao corredor para implantação das infra-estruturas para ligação à rede eléctrica pública, logo que a sua localização se encontre definida.



3. Indicadores Principais

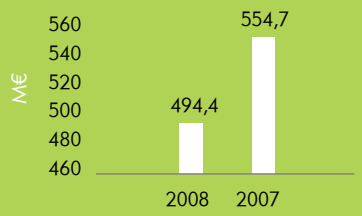
Indicadores económico-financeiros (Grupo)

Demonstração de Resultados

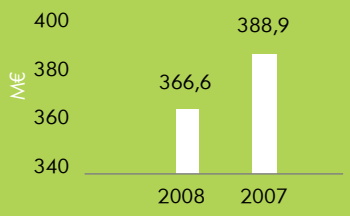
	Unidade	2008	2007
Volume de Negócios	M€	**494,4**	**554,7**
EBITDA[1]	M€	366,6	388,9
EBIT	M€	237,0	265,0
Impostos	M€	-44,6	-42,3
Resultado Líquido	M€	127,4	145,2
Dividendo	M€	88,1	87,0
Balanço			
	Unidade	2008	2007
Total do Activo	M€	**3.823,0**	**3.969,5**
Activos fixos líquidos	M€	3.179,7	3.085,7
Caixa e equivalentes de caixa	M€	101,4	125,9
Outros	M€	541,9	757,9
Total do Capital Próprio	M€	**1.011,7**	**1.006,3**
Total do Passivo	M€	**2.811,3**	**2.963,2**
Dívida Financeira Líquida	M€	1.738,1	1.931,2
Outros	M€	1.073,2	1.032,1
Indicadores e Rácios			
	Unidade	2008	2007
Margem de EBITDA	%	60,4%	63,7%
Rendibilidade do Activo (ROA)[2]	%	6,08%	6,73%
Rendibilidade do Capital Empregue Médio (ROACE)[3]	%	6,12%	6,83%
Investimento Anual em Imobilizações Corpóreas	M€	313,5	249,9
Dívida Líquida / EBITDA		4,74 x	4,97 x
Debt to Equity		1,7 x	1,9 x
Capitalização Bolsista	M€	1.513,9	1.933,1
Resultado Líquido por Acção[4]	€	0,24	0,27
Total de Trabalhadores		807	813
Electricidade		398	613
Gás		173	196
Outros		236	4

Notas:
[1]RO + Amortizações.
[2]EBIT/ Activo Líquido médio.
[3](EBIT x (1 - taxa de imposto) / Capital Empregue médio. Capital Empregue médio = Capital Próprio + Dívida Financeira líquida.
[4]Resultado Líquido / (Capital Próprio + Interesses Minoritários) valores médios.

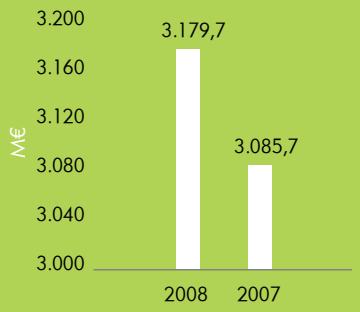
Volume de Negócios



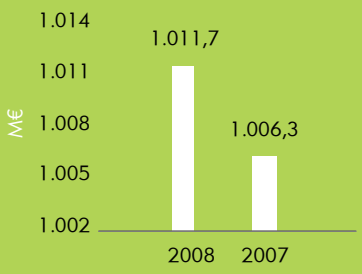
EBITDA



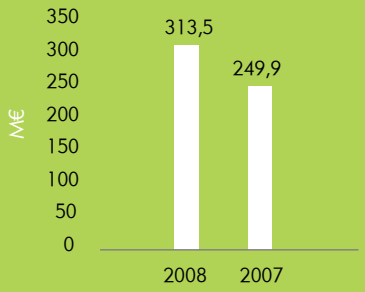
Activo Líquido



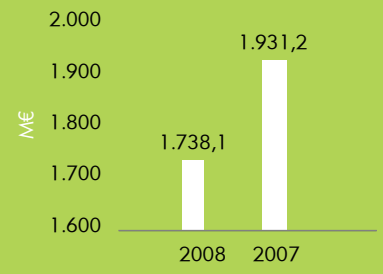
Capital Próprio



Investimento Anual em Imobilizações Corpóreas



Dívida Líquida



Evolução dos investimentos anuais a preços correntes

(Milhões de euros)

Ano	Custos Directos	Encargos Financeiros	Custos Totais
1994	44,2	5,7	49,8
1995	46,3	9,4	55,7
1996	58,3	4,1	62,5
1997	48,9	3,7	52,5
1998	38,5	3,3	41,8
1999	47,3	2,2	49,5
2000	41,4	2,3	43,7
2001	65,5	3,4	68,8
2002	93,7	4,1	97,8
2003	112,6	3,0	115,6
2004	132,1	2,6	134,7
2005	210,2	2,6	212,8
2006	239,4	4,6	244,0
2007	242,9	6,9	249,9
2008	304,6	8,8	313,5

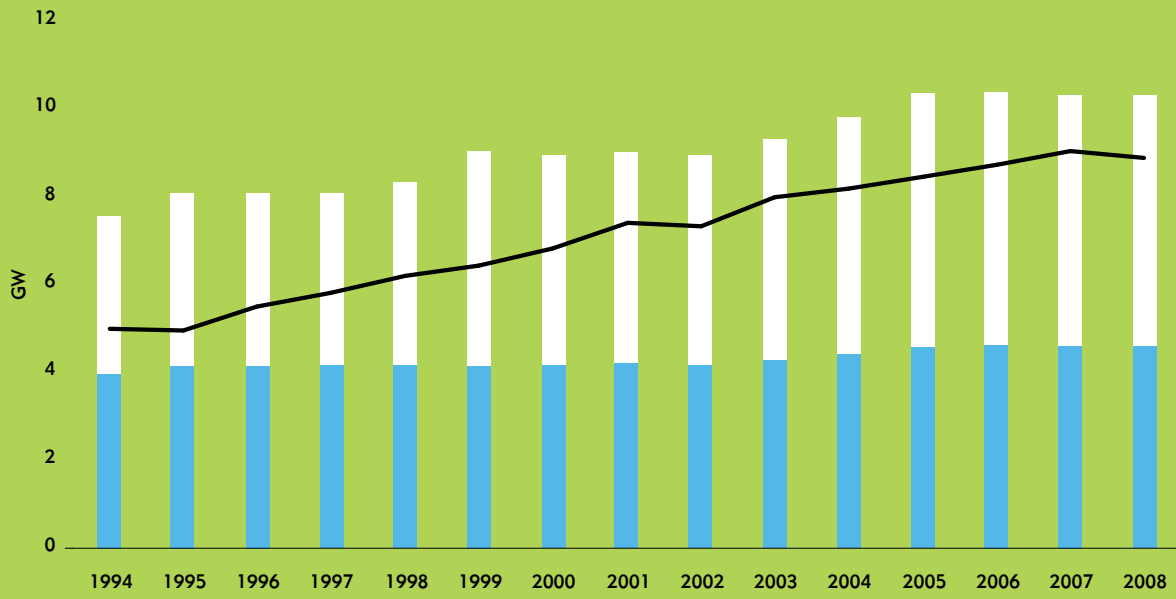


Indicadores técnico-económicos (Negócio de electricidade)

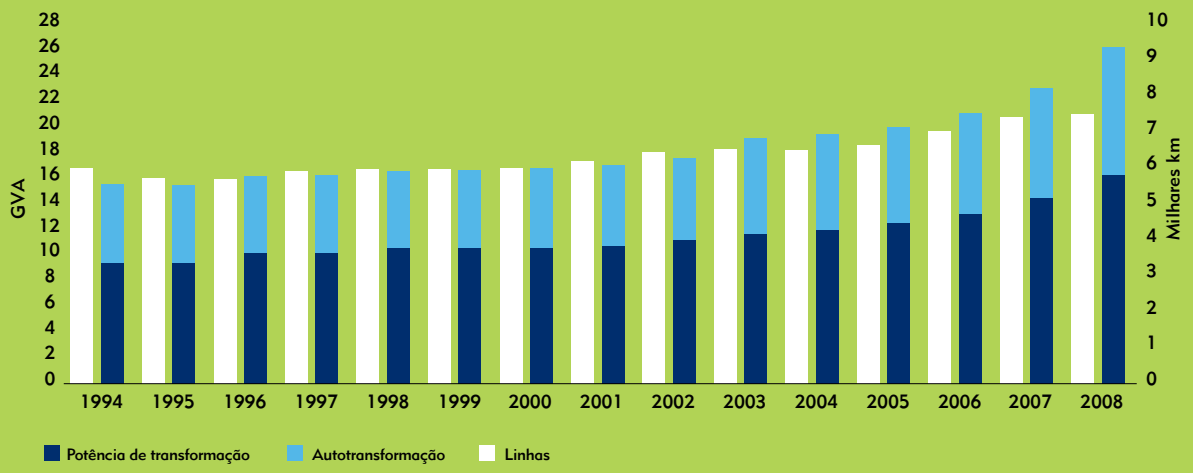
Consumo de electricidade e PIB



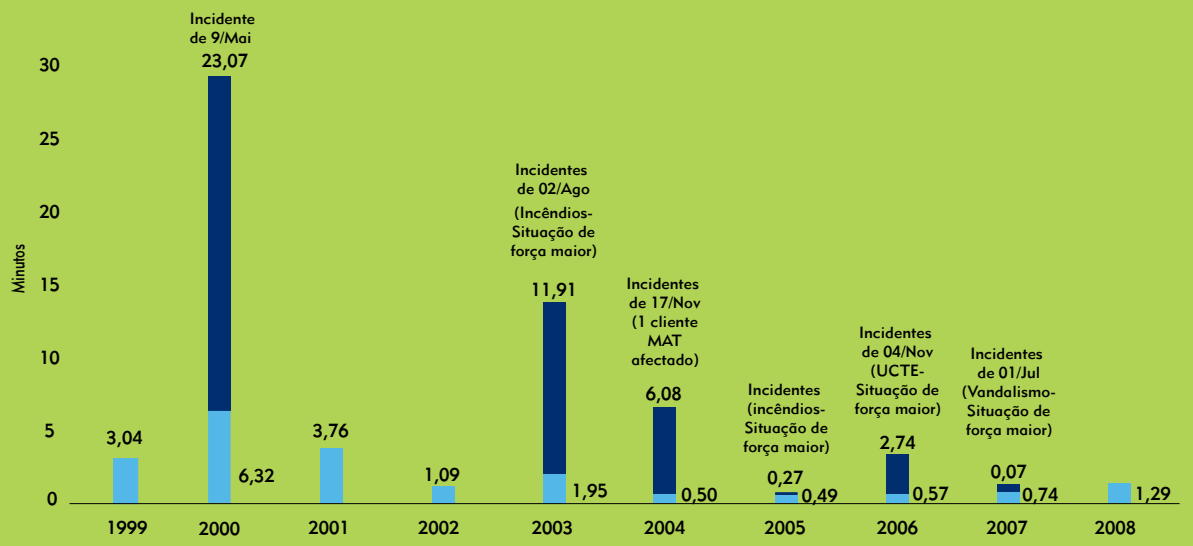
Potência instalada na produção e ponta



Comprimento das linhas e potência de transformação

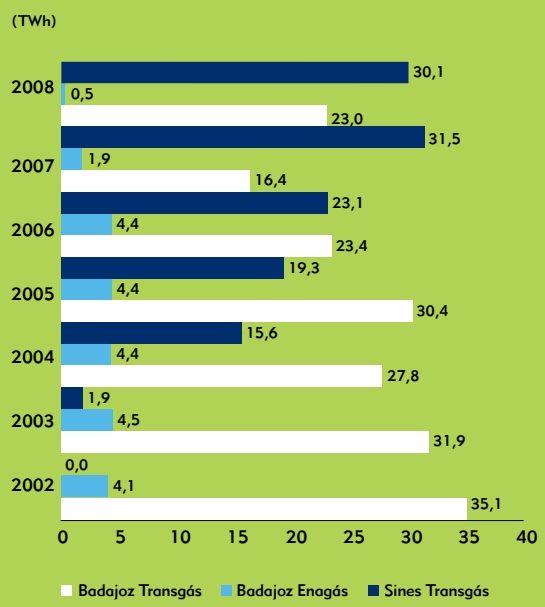


Tempo de interrupção equivalente



Indicadores técnico-económicos (Negócio de transporte e armazenagem de gás natural)

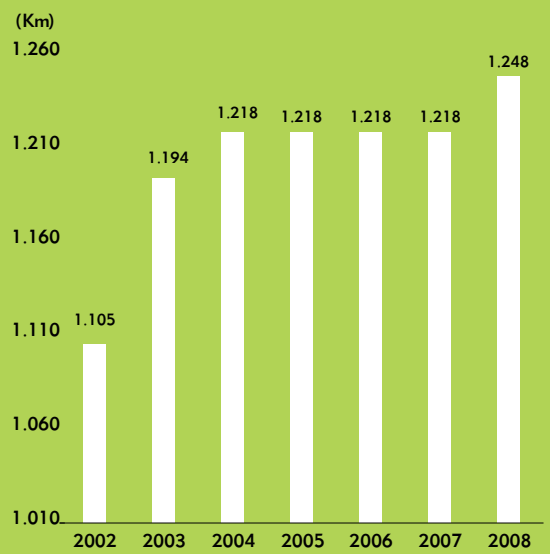
Entrada na RNTGN



Saídas da RNTGN



Evolução da rede de transporte de de gás natural em alta pressão



(Pressão nominal: 84 bar)

Quem Somos



4. Quem somos

4.1. A Empresa

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

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

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

No quadro da reestruturação do sector energético, cujas linhas gerais foram estabelecidas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Setembro, que determina a concentração num único grupo empresarial das empresas concessionárias das infra-estruturas de transporte de electricidade e gás natural, a REN adquiriu, a 26 de Setembro de 2006, os correspondentes activos de gás natural detidos pela GALP Energia, SGPS, S.A., tendo passado a exercer, em regime de concessão de serviço público, por um período de 40 anos, as seguintes actividades reguladas:

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

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

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

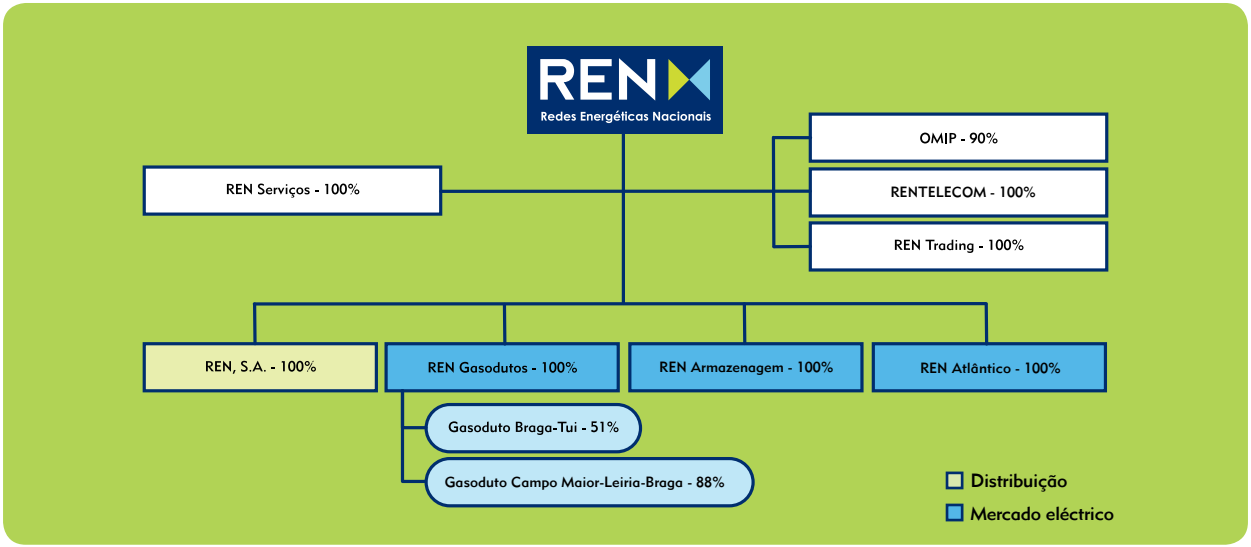
O Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de Dezembro, atribuiu a "concessão de exploração, em regime de serviço público, da zona piloto identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro, e de utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público", a uma sociedade a constituir pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., que deterá integralmente o seu capital social inicial.

Através desta concessão, que é atribuída pelo prazo de 45 anos em regime exclusivo, a nova sociedade, a criar pela REN, será a responsável pela gestão da "zona piloto" *off-shore*, identificada no referido Decreto-Lei n.º 5/2008, e pela promoção do desenvolvimento científico e tecnológico na área da produção de electricidade a partir da energia das ondas. A concessão da "zona piloto" inclui a utilização da faixa correspondente ao corredor para implantação das infra-estruturas para ligação à rede eléctrica pública, logo que a sua localização se encontre definida.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 5/2008 e das bases da concessão anexas ao Decreto-Lei n.º 238/2008, é reconhecida à concessionária a competência, entre outras, para a atribuição das licenças de estabelecimento e de exploração associadas à actividade de produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas do mar, que abrangem os regimes: de demonstração de conceito, pré-comercial e comercial.

4.2. Estrutura societária do Grupo REN

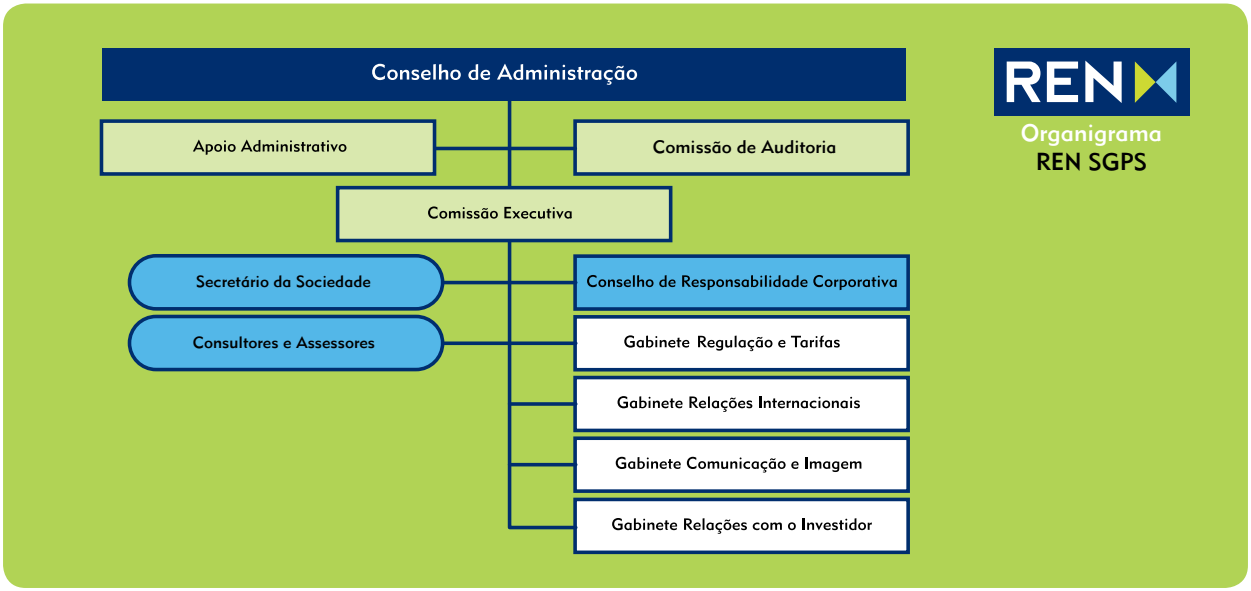
Na figura seguinte apresenta-se a estrutura societária do Grupo REN em 31 de Dezembro de 2008.



A REN-Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. detém, em 31 de Dezembro de 2008, 100% do capital da maior parte das empresas participadas, com excepção do OMIP, cuja participação no capital social é de 90%, e das duas sociedades participadas pela REN Gasodutos: a Gasoduto Braga - Tuy, S.A. e a Gasoduto Campo Maior- Leiria - Braga, S.A., detidas a 51% e a 88%, respectivamente.

4.3. Estrutura organizacional da REN SGPS, S.A.

Em 31 de Dezembro de 2008



4.4. Recursos Humanos

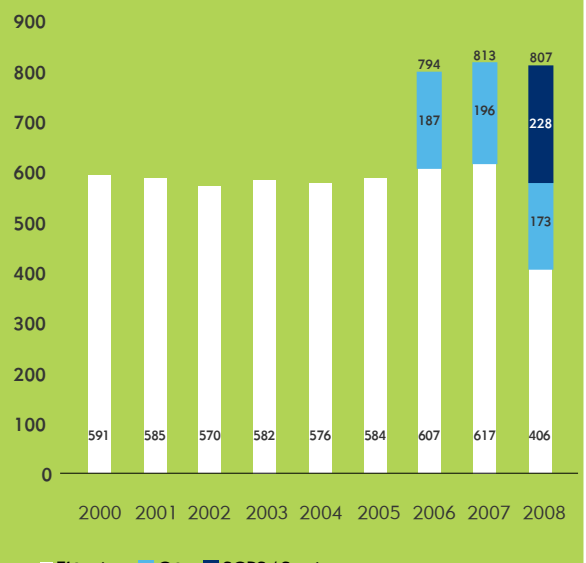
O número global de efectivos da REN voltou a não registar alteração significativa em relação ao ano anterior, fixando-se por um ligeiro decréscimo, apesar do incremento da actividade com novos projectos e trabalhos.

Evolução do número de efectivos

	Eléctrica/ Trading	Gás	SGPS/ Serviços	TOTAL
2000	591	-	-	591
2001	585	-	-	585
2002	570	-	-	570
2003	582	-	-	582
2004	576	-	-	576
2005	584	-	-	584
2006	607	187	-	794
2007	617	196	-	813 *
2008	406	173	228	807 **

* Inclui 11 estagiários

** Inclui 14 estagiários

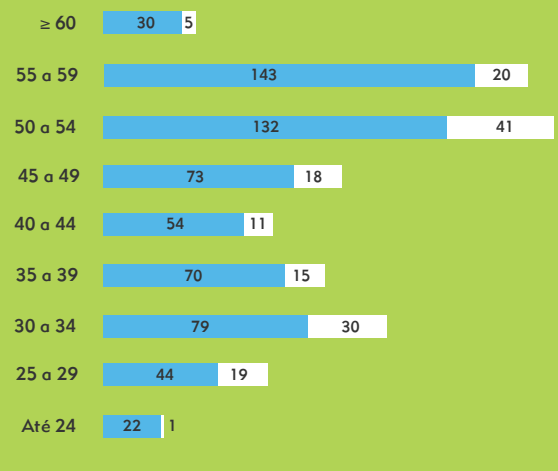


O facto mais significativo do ano consistiu na movimentação interna das pessoas afectas às actividades transversais do Grupo para a REN Serviços, S.A., a qual absorveu neste processo mais de 25% do total do efectivos anteriormente afectos às empresas do Gás e Eléctrica.

A estrutura etária do Grupo não sofreu alterações significativas, registando-se, porém, um ligeiro decréscimo da média global para 45.0 anos, resultado de algumas reformas e da entrada de novos colaboradores.

Estrutura Etária do Grupo REN

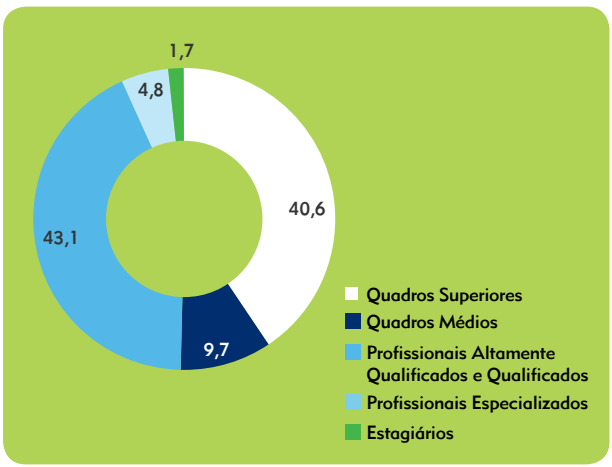
	2007		2008	
	Mulheres	Homens	Mulheres	Homens
Até 24	2	14	1	22
25 a 29	23	51	19	44
30 a 34	21	75	30	79
35 a 39	17	68	15	70
40 a 44	14	54	11	54
45 a 49	22	78	18	73
50 a 54	40	159	41	132
55 a 59	18	128	20	143
≥ 60	4	25	5	30
Total	161	652	160	647



Manteve-se também a estrutura profissional do Grupo, caracterizada pela elevada percentagem de quadros com um nível de escolaridade superior.

Estrutura por classe profissional em 2008

	2008	%
Quadros Superiores	328	40,6
Quadros Médios	78	9,7
Profissionais Altamente Qualificados e Qualificados	348	43,1
Profissionais Especializados	39	4,8
Estagiários	14	1,7
Total	807	100,0





4.5. Órgãos Sociais do Grupo

REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A.

Mesa da Assembleia Geral
José Manuel Ribeiro Sérvulo Correia- Presidente
Duarte Vieira Pestana de Vasconcelos- Vice-Presidente
Secretário da Sociedade
Pedro Cabral Nunes- Efectivo
Daniela Alexandra Pizarro Pinto de Sá- Suplente
Comissão de Vencimentos
João Manuel de Castro Plácido Pires- Presidente
Francisco Manuel Marques Bandeira- Vogal
José Alexandre Oliveira- Vogal
Órgão de Fiscalização e Revisor Oficial de Contas
Comissão de Auditoria
José Luís Alvim Marinho- Presidente
José Frederico Vieira Jordão- Vogal
Fernando António Portela Rocha de Andrade- Vogal
Revisor Oficial de Contas
J. Monteiro & Associados, SROC- Efectivo
Salvador Figueiredo Vás e Lima- Suplente
Conselho de Administração
José Rodrigues Pereira dos Penedos- Presidente
Aníbal Durães dos Santos- Vogal
Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista- Vogal
Rui Manuel Janes Cartaxo- Vogal
Fernando Henrique Viana Soares Carneiro- Vogal
Luís Maria Atienza Serna- Vogal
Gonçalo José Zambrano de Oliveira- Vogal
Manuel Carlos Mello Champalimaud- Vogal
José Isidoro d'Oliveira Carvalho Netto- Vogal
Filipe Maurício Botton- Vogal
José Luís Alvim Marinho- Vogal
José Frederico Vieira Jordão- Vogal
Fernando António Portela de Rocha Andrade- Vogal
Comissão Executiva
José Rodrigues Pereira dos Penedos- Presidente
Aníbal Durães dos Santos- Vogal
Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista- Vogal
Rui Manuel Janes Cartaxo- Vogal
Fernando Henrique Viana Soares Carneiro- Vogal
Gabinete de Relação com Investidores
Ana Rosa Fonseca Pereira Fernandes Matos
Gabinete de Regulação e Tarifas
Vítor Manuel Vigário Pinto Vieira
Gabinete de Relações Internacionais
Artur Manuel Anjos Lourenço
Gabinete de Comunicação e Imagem
Artur Manuel Anjos Lourenço (Avocado)

4.6. Estrutura accionista

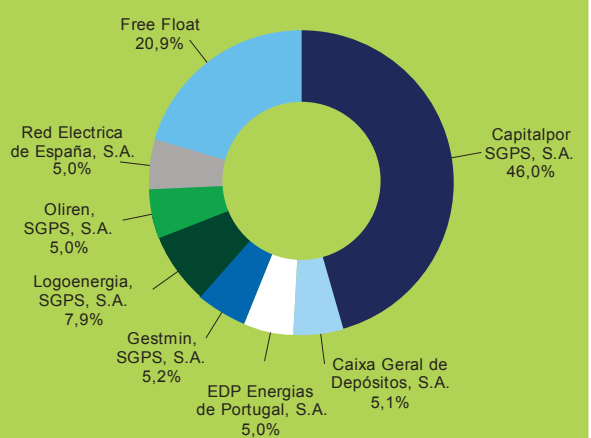
O ano de 2008 ficou marcado pela alteração das participações imputáveis ao Estado Português, nomeadamente as detidas pela Parpública, Participações Públicas SGPS, S.A. e pela Caixa Geral de Depósitos, S.A. (CGD), a saber:

- Em 1 de Outubro de 2008, a Parpública comunicou a aquisição à Caixa Geral de Depósitos (CGD) de 80 100 000 acções, representativas de 15% do capital social da REN, passando a deter 46% dos direitos de voto.

- Em 26 de Dezembro de 2008, a Parpública comunicou a transmissão à Capitalpor - Participações Portuguesas, SGPS, S.A., cujo capital social é detido por aquela empresa na totalidade, de 245 645 340 acções da REN, que correspondem a 46% do respectivo capital social e dos respectivos direitos de voto.

Assim a composição accionista em 31 de Dezembro de 2008, pode ser resumida da seguinte forma:

Composição Accionista em 31 de Dezembro de 2008





Relatório Consolidado de Gestão



5. Relatório Consolidado de Gestão

5.1. Factos relevantes do ano

No âmbito do relacionamento com os investidores e com o mercado:

- Em Abril realiza-se a Assembleia-geral ordinária da REN SGPS, que aprova as contas do exercício de 2007 e entra em funcionamento a REN-Serviços;
- Em Setembro a REN SGPS obtém notação de *Rating* Internacional dada por duas agências (Moody's e Standard & Poor's);
- Em Outubro realiza-se uma Assembleia Geral Extraordinária da REN, que aprova a alteração parcial dos estatutos com o objectivo de dotar o órgão de administração de competência própria para a emissão de obrigações e outras operações relacionadas com a dívida. Na AG extraordinária foi também eleito o Vice-Presidente da mesa da Assembleia Geral;
- Em Novembro, a REN obtém o 3.º lugar no *Accountability Rating* promovido pela SDC. O OMIP passa a mercado regulamentado, com aumento de capital do OMIP e OMIClear;
- Em Dezembro têm lugar os seguintes acontecimentos relevantes:
  - a 1.ª emissão obrigacionista da REN no mercado internacional, em euros;
  - assinatura com o BEI de um empréstimo de 250 M€ para apoio aos investimentos na rede de transporte de Electricidade;
  - alteração da estrutura accionista do Estado na REN.

No âmbito da regulação e actividade operacional:

- Tornam-se elegíveis, a partir de 1 de Janeiro, os clientes com consumo superior a 1 milhão de m^3 de Gás Natural;
- A apresentação do Plano de Investimentos da Rede de Transporte, e a apresentação do 1.º Plano de Investimentos da Rede da área de Gás Natural, têm lugar em Março;
- Em Abril inicia-se a lixiviação de uma caverna da Transgás Armazenagem (TGC2);
- Em Julho, é feita a ligação de diversos produtores em regime especial, sobretudo parques eólicos, à rede MAT;
- Em Agosto arranca o concurso para construção do 3.º tanque de GNL de Sines;
- Em Setembro, realiza-se a 1.ª intervenção em carga num gasoduto;
- No mês de Outubro é atribuída à REN a concessão de uma zona piloto para produção de energia eléctrica a partir das ondas;
- É inaugurada em Dezembro a Linha a 400 kV Arad-Nadab na Roménia, em que a REN foi o consultor de engenharia na área da fiscalização da construção;
- Em Dezembro é feito o anúncio do novo enquadramento regulatório da electricidade, para o triénio 2009-2011.

No âmbito da responsabilidade social:

- A participação no CADIn *Sm'art Parade*, assim como apresentação de resultados da 1.ª avaliação de satisfação de clientes da REN, tem lugar em Maio;
- Em Julho tem lugar o reconhecimento oficial da implementação Sistema de Gestão da Segurança e Prevenção de Acidentes Graves da REN Atlântico e da REN Armazenagem;
- Em Dezembro, iluminação da antena na Serra do Caramulo e renovação da tripla certificação do sistema de gestão da qualidade, ambiente e segurança da Rede Eléctrica Nacional e concessão da tripla certificação do mesmo sistema à REN Serviços e à REN Trading.

5.2. Enquadramento Macroeconómico e Sectorial

5.2.1. Panorama internacional [1]

5.2.1.1. Crescimento económico mundial

O ano de 2008 foi marcado pela crise nos mercados financeiros internacionais, com repercussões em toda a economia real.

A actividade económica mundial vinha já a evidenciar uma tendência de desaceleração desde meados de 2007, na sequência da crise do mercado hipotecário nos Estados Unidos, num contexto de subida das taxas de

[1] Para Portugal foram utilizadas, como fonte de informação principal, as previsões do Ministério das Finanças e da Administração Pública: Programa de Estabilidade e Crescimento 2008-2011-Janeiro 2009. As restantes economias têm como fonte primária, as previsões da Comissão Europeia: *Interim Forecast - January 2009*.

juro, da correcção em baixa nos mercados de habitação e de restrições nas concessões de crédito. Ao longo de 2008, a escassez de liquidez das instituições financeiras e a turbulência nos mercados financeiros internacionais parecem ter vindo a intensificar-se em simultâneo, atingindo o pico em Setembro, com os problemas de solvência de diversas instituições financeiras norte-americanas e europeias, nomeadamente a falência do Lehman Brothers. Esta situação contribuiu significativamente para a deterioração da confiança dos investidores e de todo o sistema bancário, obrigando vários governos a intervir através da nacionalização de bancos, fusões e aquisições entre instituições financeiras e aumentos de capital por parte dos próprios Estados.

Em termos globais, o crescimento mundial abrandou fortemente, caindo para 3,3% em 2008, menos 1,7 p.p. do que o verificado em 2007 e após uma média excepcionalmente elevada de 5% entre 2004-2007. O crescimento da actividade foi particularmente fraco nas principais economias avançadas, muitas das quais entraram numa situação de recessão ou próximo desta situação na segunda metade de 2008.

As economias emergentes conseguiram resistir melhor à crise, mas não escaparam ilesas face ao referido cenário económico e financeiro, estimando-se um abrandamento em 2008, em resultado de um crescimento mais moderado das exportações.

No que respeita ao comércio mundial de bens e serviços, foi registada, em 2008, uma variação de 5,3%, cerca de 1,7 p.p. abaixo do valor observado no ano anterior, mantendo a tendência de moderação que vem a evidenciar-se desde finais de 2006. Este processo afectou numa primeira fase as economias avançadas e transmitiu-se posteriormente às economias emergentes, com inerente impacto nas expectativas de procura global.

As pressões inflacionistas registaram, a partir do verão, uma moderação em vários países, reflectindo, em parte, o abrandamento significativo da actividade económica e a descida dos preços das matérias-primas, em particular do petróleo, após o fortíssimo aumento verificado desde 2007.

À semelhança do observado em 2006 e 2007, a taxa de câmbio do euro face ao dólar aumentou no ano de 2008, situando-se, em média, em 1,47 dólares, o que representa uma apreciação de 7% em relação à média verificada em 2007 (1,37). No entanto, entre meados de Abril e Novembro, verificou-se uma inversão de tendência, com o euro a registar uma depreciação face ao dólar.

5.2.1.2. Evolução das principais economias mundiais

Zona Euro

A intensificação e generalização da turbulência financeira afectaram fortemente a economia na Zona Euro, que deverá ter registado um crescimento de 0,9% em 2008, menos 1,8 p.p. face ao valor alcançado em 2007. Esta desaceleração reflecte a forte contracção da procura interna e externa, estimando-se, como atrás referido, que algumas economias tenham entrado em recessão no terceiro trimestre de 2008.

Em particular, o investimento, um importante motor da economia no passado, terá desacelerado de forma significativa (0,6% em 2008, contra 4,3% em 2007), reflectindo o impacto de múltiplos choques: diminuição da confiança dos investidores, condições de financiamento mais restritivas, menor disponibilidade do crédito e menores lucros por parte das empresas.

O crescimento do consumo privado também abrandou, não obstante o crescimento dos rendimentos reais disponíveis, num quadro de diminuição das pressões inflacionistas. Apesar da dinâmica mais fraca do crescimento, os salários na Zona Euro, ao contrário dos Estados Unidos, têm vindo a aumentar de um modo bastante forte nos últimos trimestres, numa altura em que o crescimento da produtividade do trabalho registou uma desaceleração. A taxa de desemprego continua em níveis historicamente elevados, mantendo-se em 7,5% da população activa em 2008. A deterioração no mercado de trabalho, aliados às fracas expectativas dos consumidores face à evolução do desemprego, terá condicionado o consumo privado, cujo crescimento diminuiu de 1,6% em 2007 para 0,5% em 2008. Estima-se que, no primeiro semestre de 2008, o consumo privado terá mesmo registado uma contracção, reflectindo o efeito negativo sobre o rendimento real disponível do aumento dos preços dos bens energéticos e a redução da confiança dos consumidores.

A estimativa da taxa de variação média anual do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), corresponde a um aumento de 2,1% em 2007 para 3,3% em 2008, em consequência do forte aumento do preço do petróleo em média anual.

As exportações líquidas contribuíram positivamente para o PIB, uma vez que as importações abrandaram mais do que as exportações, que beneficiaram em parte da recente depreciação do euro.

O défice público, em percentagem do PIB, agravou-se, subindo de 0,6% em 2007 para 1,7% no final de 2008, influenciado pelo abrandamento do crescimento económico e pela redução das taxas de impostos em alguns países.

EUA

Estima-se que, nos Estados Unidos, o PIB deverá ter registado um crescimento de 1,2% em 2008, que se compara com 2,0% em 2007. A desaceleração económica assentou na retracção da procura interna, assistindo-se ao prosseguimento da queda do investimento, determinada principalmente pela componente residencial, para a qual contribuiu o ajustamento em baixa dos preços nos mercados de habitação. O consumo privado evidenciou forte desaceleração, reflectindo a diminuição do rendimento real disponível, o aumento do desemprego e a restrição na concessão de crédito. O crescimento económico ficou a dever-se ao contributo positivo das exportações líquidas, decorrentes da manutenção do dinamismo das exportações e de uma contracção das importações, favorecidas pela depreciação do dólar durante o primeiro semestre.

O défice público agravou-se significativamente, passando de 2,8% do PIB em 2007 para quase o dobro em 2008.

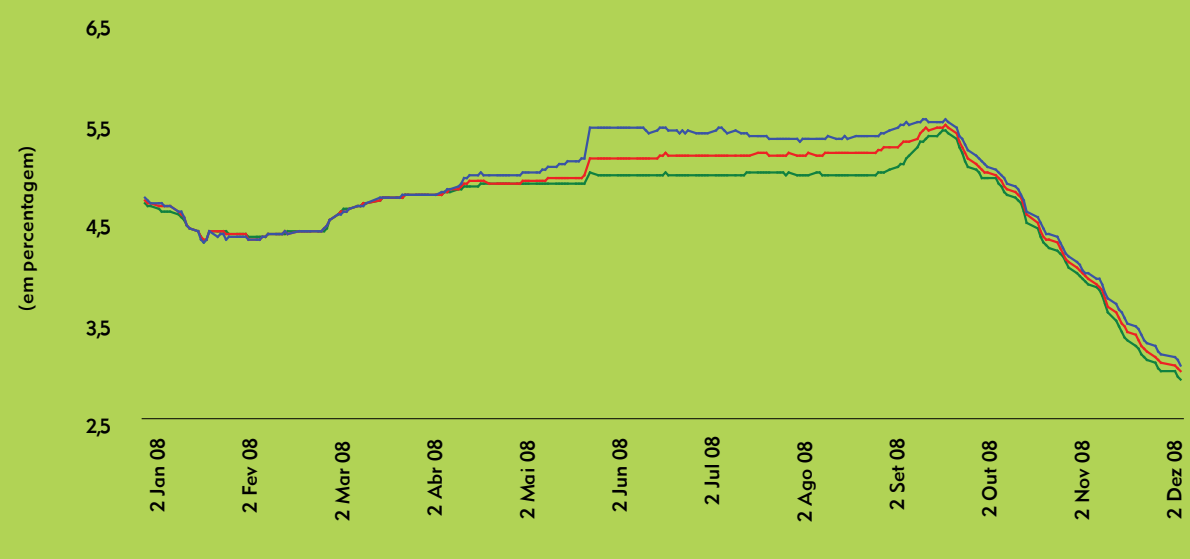
5.2.1.3. Taxas de juro

O aumento do risco de crédito, e as restrições de liquidez no mercado financeiro, levaram, ao longo dos nove primeiros meses do ano, a uma intensificação da subida das taxas de juros nos mercados monetários da Zona Euro e dos Estados Unidos.

Face ao agravamento da situação financeira e com o objectivo de travar o aumento dos custos do crédito, o Banco Central Europeu reduziu, no último trimestre, a sua taxa de juro de referência por três vezes, totalizando uma descida de 175 p.b. de 4,25% para 2,50%. Entretanto, já em Janeiro de 2009, o BCE decidiu reduzir, novamente, a taxa de juro em 50 p.b, fixando-a em 2,0%. Para combater a recessão nos Estados Unidos, também a Reserva Federal norte-americana prosseguiu o ciclo de redução acentuada das taxas de juro, estabelecendo a 16 de Dezembro uma margem de flutuação da taxa dos *Federal Funds* entre zero e 0,25%. Adicionalmente, os bancos centrais das principais áreas económicas continuaram a intervir, injectando liquidez no sistema bancário.

Reflectindo os cortes de juros efectuados pelo BCE, no último trimestre do ano, as taxas do mercado monetário do euro prosseguiram uma trajectória de descida. No final de Dezembro, as taxas de juro *Euribor* para os prazos de

Evolução da Euribor



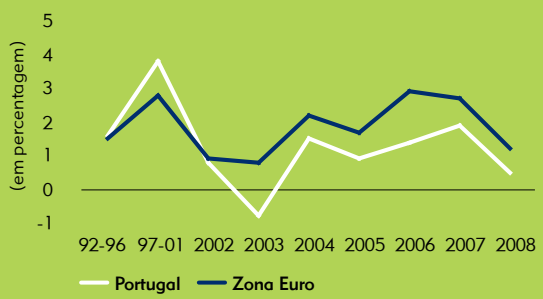
Fonte: Banco de Portugal

3, 6 e 12 meses situavam-se em 2,89%, 2,97% e 3,05%, respectivamente, traduzindo decréscimos, de cerca de 2,5 p.p. face ao máximo atingido no ano.

5.2.2. A economia portuguesa

A actividade económica de Portugal em 2008 foi marcada por desaceleração do crescimento, num contexto de deterioração da conjuntura económica e financeira internacional. Com efeito, o PIB aumentou 0,3% em 2008, após um crescimento de 1,9% em 2007, reflectindo, principalmente, o abrandamento do investimento e das exportações, influenciados pelo cenário de deterioração das perspectivas quanto ao crescimento económico interno e externo.

Produto Interno Bruto (taxas de variação)



Fonte: Comissão Europeia

O investimento registou uma contracção de 0,8%, invertendo a evolução favorável observada em 2007 (+3,1%). Este perfil de evolução traduz o abrandamento generalizado das suas componentes, com a diminuição do investimento em construção e forte desaceleração do investimento em equipamento, em consonância com a deterioração do clima de confiança das empresas e condições de financiamento mais restritivas.

Pelo contrário, o consumo privado registou apenas uma desaceleração marginal, com a taxa de variação anual a situar-se em 1,2% em 2008, menos 0,4 p.p. do que a verificada em 2007. Apesar do crescimento do nível de preços verificado até meados do ano ter afectado negativamente o rendimento real disponível das famílias, em conjunto com a manutenção das taxas de juro em níveis elevados, o perfil mais alisado do consumo privado foi sustentado, em grande medida, pelo forte crescimento do crédito ao consumo, traduzindo-se numa nova diminuição da taxa de poupança das famílias. Neste quadro, a procura interna evidenciou um abrandamento para 0,6% em 2008, após ter atingido 1,6% em 2007.

O mercado de trabalho revelou alguma melhoria, verificando-se uma redução da taxa de desemprego para 7,7% (8,0% em 2007). Também as remunerações por trabalhador exibiram algum desfasamento face à evolução económica, registando um crescimento ligeiramente superior ao de 2007.

A taxa de inflação, medida pela variação média anual do Índice de Preços no Consumidor, aumentou ligeiramente de 2,5% em 2007 para 2,6% em 2008. Apesar de o nível de preços ter invertido a tendência registada no primeiro semestre, e ter começado a descer, este crescimento estimado é determinado pelo forte aumento dos preços dos bens energéticos durante o verão.

O contributo da procura externa líquida para o crescimento do PIB, que tinha sido marginalmente positivo em 2007, foi negativo em 2008, uma vez que o abrandamento das exportações foi acompanhado por desaceleração menos acentuada das importações. As exportações desaceleraram de 7,5% observados em 2007 para 0,1% em 2008, o que se explica pela deterioração das economias dos principais parceiros comerciais.

Por sua vez, o abrandamento das importações (1,0% em 2008 e 5,6% em 2007) encontra-se em linha com o menor dinamismo da procura global. Este comportamento reflectiu-se no agravamento do défice comercial para 9,2% do PIB (7,4% em 2007).

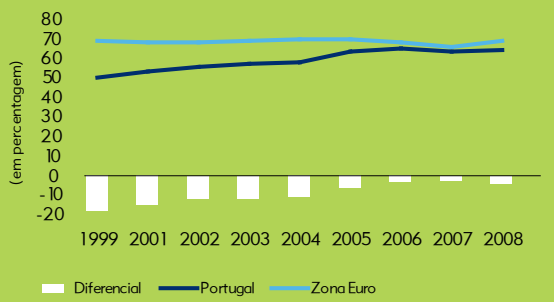
O défice orçamental reduziu-se para 2,2% do PIB, face aos 2,6% de 2007, atingindo o valor mais baixo dos últimos 30 anos. Esta evolução mais favorável ficou a dever-se a um conjunto de factores, nomeadamente, a estabilização da receita fiscal em percentagem do PIB, atribuível ao aumento na eficiência no combate à fraude e evasão; o forte crescimento da receita não fiscal; e à redução da despesa corrente primária em percentagem do PIB. Importa sublinhar que o diferencial face à Zona Euro reduziu-se substancialmente, prosseguindo a tendência verificada desde 2005.

Por seu turno, a dívida pública manteve a tendência de subida, fixando-se em 65,9% do PIB (63,6% em 2007).

No que respeita às necessidades de financiamento externo da economia portuguesa, medidas pelo défice conjunto das balanças corrente e de capital em percentagem do PIB, as estimativas do Governo indicam um aumento

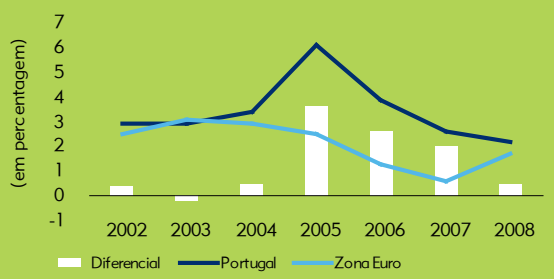
de 8,7% do PIB em 2007 para 10,5% em 2008, dominado pela deterioração dos saldos da balança de mercadorias e serviços, e, em menor grau, da balança de rendimentos.

Dívida Pública (% do PIB)



Fonte: Comissão Europeia

Défice Orçamental (% do PIB)



Fonte: Comissão Europeia

5.2.3. Enquadramento sectorial

5.2.3.1. Preços dos combustíveis

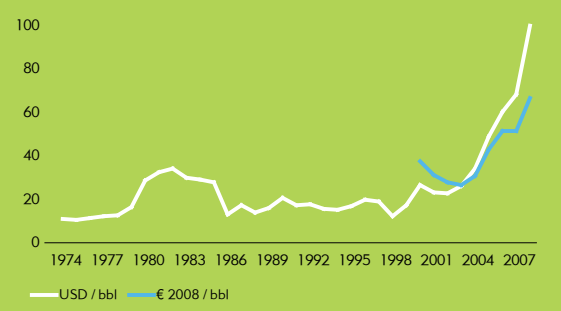
No que respeita aos preços do petróleo, verificou-se uma forte aceleração ao longo de 2007, que se prolongou até ao início do Verão de 2008. Esta evolução continuou a reflectir o dinamismo da procura, sobretudo, nas economias de mercado emergentes e o fraco crescimento da oferta. A diminuição da procura, num contexto de desaceleração da actividade económica mundial e agravamento da crise financeira, reuniu as condições necessárias para que, a partir de meados de Julho, os preços do petróleo registassem uma tendência decrescente. No dia 31de Dezembro, o preço do Brent situava-se em 41,7 USD/bbl, o que traduz uma redução de 104,2 USD/bbl face ao máximo do ano em meados de Julho (146 USD/bbl). Em média anual, o preço do Brent aumentou de 73,1 USD/bbl em 2007 para 98,0 USD/bbl em 2008, o que representa um crescimento de 34%.

Evolução das cotações de Brent (spot 2008)



Fonte: Bloomberg

Preço do Arabian Light (FOB) - média anual



Fonte: REN

5.2.3.2. Consumo de energia

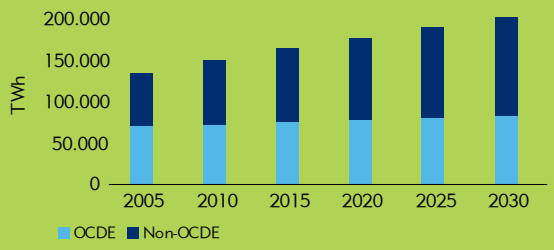
Contexto internacional[1]

De acordo com a Agência Internacional de Energia, o consumo mundial de energia primária deverá crescer 45% entre 2006 e 2030 a uma taxa média anual de 1,6%, com o carvão a contribuir com mais de um terço para esse aumento. A China e a Índia, por força do rápido crescimento das suas economias, serão responsáveis por mais de metade do aumento do consumo de energia primário no mundo.

Em 2008, o consumo mundial de energia primária deverá ter alcançado cerca de 144,4 mil TWh, representando um crescimento de 2,1% face ao ano anterior. O petróleo foi responsável por 35,8% do consumo total, seguido do carvão com 26,9% e do gás natural com 23,4%.

[1]O enquadramento sectorial tem como principais fontes de informação o *World Energy Outlook* 2008 da Agência Internacional de Energia e o *International Energy Outlook* 2008 disponibilizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) e preparado pela sua unidade independente de estatísticas (EIA).

Evolução do consumo mundial de energia transaccionada

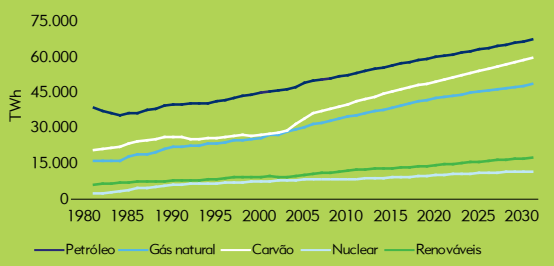


Fonte: DOE/EIA

A intensidade energética mundial, medida pela relação entre a procura de energia e o PIB, deverá reduzir-se em 2,2% ao ano, representando um maior esforço de racionalização do uso da energia.

O petróleo deverá manter a sua posição de destaque no *mix* energético mundial, dada a sua importância nos sectores do transporte e indústria, perspectivando-se uma ligeira queda na sua participação actual de 34% para 30%. As previsões indicam que a produção de petróleo continuará em crescimento, de 85 milhões de barris diários em 2007 para 106 milhões em 2030, aumentando em média 1% ao ano. Os países da OPEC são os principais responsáveis por este crescimento, cuja participação na produção total deverá passar de 44% em 2007 para 51% em 2030.

Utilização da energia mundial transacionada por tipo de fuel

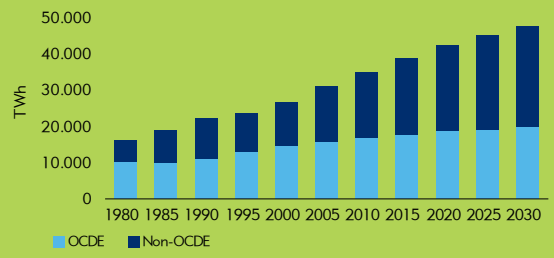


Fonte: DOE/EIA

Mantendo a tendência observada nos últimos anos, o carvão será o combustível com maior taxa de crescimento de consumo, aumentando 65% entre 2006 e 2030, ou seja, cerca de 2% por ano. A sua participação no total do consumo mundial de energia primária deverá passar de 26% para 29%. O sector de produção de energia eléctrica da China e da Índia será responsável por 85% do aumento do consumo mundial de carvão. Na produção de energia eléctrica, o peso do carvão deverá aumentar de 41% para 46%.

Apesar da procura de gás natural crescer 1,8% por ano, o seu contributo na estrutura do consumo deverá permanecer estável, na ordem dos 22%. O sector industrial continuará a ser o maior consumidor de gás natural, representando cerca de 43% do consumo mundial, seguido do sector da produção de electricidade com 35%.

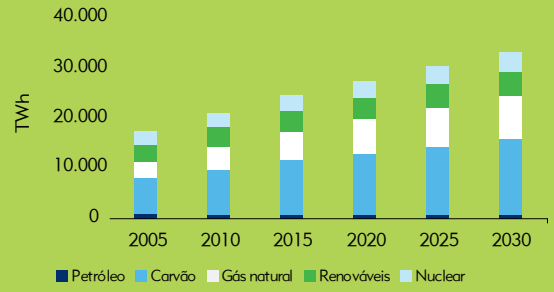
Evolução do consumo mundial de gás natural



Fonte: DOE/EIA

Por sua vez, o consumo mundial de energia eléctrica deverá quase duplicar, entre 2005 e 2030, crescendo a uma taxa média anual de 2,6%. O carvão e o gás natural continuam a constituir as principais fontes de energia primária para a produção de electricidade. A geração com base na queima de gás terá o maior crescimento (3,7% ao ano) sendo que a produção de energia eléctrica com queima de carvão cresce 3,1% em média. No total, estas duas fontes de energia deverão representar cerca de 70% da electricidade produzida no futuro.

Evolução da produção mundial de electricidade por fontes de energia primária



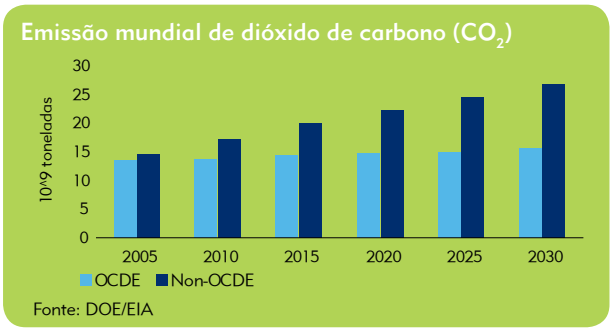
Fonte: DOE/EIA

A produção de energia eléctrica com origem em fontes renováveis (incluindo a hídrica) deverá aumentar, em média, 1,8% ao ano. Prevê-se que as políticas e incentivos governamentais, para aumentar a utilização de fontes de energia renovável na produção de electricidade, estimulem a utilização de tecnologias renováveis, apesar de os

custos de investimento serem relativamente mais elevados em comparação com a utilização do carvão e gás natural. Não obstante a sua maior utilização, admite-se que participação das energias renováveis na produção de electricidade mundial diminua de 18% em 2005, para 15% em 2030.

Como consequência do cenário de evolução da procura mundial de energia, as emissões de CO_2 deverão crescer cerca de 45% até 2030. As emissões de dióxido de carbono nos países que não integram a OCDE deverão crescer a uma taxa média anual de 2,5%, cinco vezes mais do que o projectado para os países da OCDE.

Ainda no tocante às emissões de CO_2, a contribuição relativa dos diferentes combustíveis fósseis tem vindo a alterar-se ao longo do tempo. Com efeito, as emissões provenientes do petróleo deverão diminuir ligeiramente, perspectivando-se um aumento significativo das emissões provocadas pela combustão do carvão, bem como um acréscimo menos significativo com origem no gás natural.



Fonte: DOE/EIA

5.3. O Mercado e a Indústria

5.3.1. Política energética

Tendo por objectivo dispor de energia sustentável segura e competitiva, a União Europeia (UE) assume como factores determinantes da política energética o desafio das alterações climáticas, a crescente dependência energética relativamente ao exterior e o aumento dos preços da energia.

A Comissão Europeia, propondo-se adoptar as medidas necessárias ao cumprimento das metas assumidas no Plano de Acção para a Política Energética e Climática aprovada pelo Conselho Europeu da Primavera de Março de 2007, apresentou em 23 de Janeiro um ambicioso conjunto de propostas para combater as alterações climáticas e promover as energias renováveis, o designado Pacote Energia e Clima.

O Conselho Europeu reunido em 11 e 12 de Dezembro chegou a um acordo sobre o referido pacote Energia e Clima, impulsionando a respectiva ultimação no Parlamento Europeu ainda durante 2008, o que veio a ocorrer na reunião de 17 de Dezembro. Dos documentos aprovados no Parlamento Europeu realçam-se os textos das directivas relativas a:

- Energia produzida a partir de fontes renováveis - promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, incluindo a definição de novos objectivos vinculativos para aumentar a quota das renováveis - em 2020 a quota de energia de base renovável do conjunto dos países da UE deverá corresponder a 20% da energia total, cometendo para Portugal uma quota de energia renovável de 31%;
- Comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa - melhoria e alargamento do mercado à escala da UE, abrangendo outros sectores e recorrendo preferencialmente à aplicação do mecanismo de leilão, com redução gradual das licenças de emissão gratuitas no mercado - para o sector eléctrico a obrigatoriedade de aquisição de licenças em leilão ocorrerá a partir de 2013, data de início do novo regime;
- Armazenamento geológico do dióxido de carbono - estabelece um enquadramento regulamentar para a armazenagem geológica de CO_2, garantindo a sua contenção permanente e impedindo quaisquer efeitos negativos sobre o ambiente e a saúde humana.

Ainda nesta data, o Parlamento Europeu aprovou a proposta de decisão relativa ao esforço partilhado entre os Estados-Membros para redução das emissões de gases com efeito de estufa da Comunidade até 2020.

Nesta data foram ainda aprovados documentos sobre o controlo e redução das emissões de gases com efeito de estufa no transporte rodoviário e navegação interior, e normas sobre emissões dos automóveis novos de passageiros.

No âmbito de uma segunda análise estratégica da Política Energética, a Comissão Europeia anunciou em Novembro um amplo pacote de medidas, tendo como objectivo introduzir uma nova dinâmica na problemática da segurança energética ao nível comunitário, em

coordenação com as propostas «20-20-20»[1] relativas às alterações climáticas. Entre as medidas apresentadas destacam-se:

- Novo plano de acção sobre segurança energética e solidariedade, para garantir o abastecimento energético sustentável na Europa;
- Nova política de redes de energia, com o objectivo de estimular o investimento em redes de energia de baixo teor de carbono e mais eficientes;
- Novo conjunto de propostas no domínio da eficiência energética, com vista à poupança de energia em áreas fundamentais, como seja, o reforço da legislação sobre eficiência energética em edifícios e sobre produtos consumidores de energia.

Em 2008, a Agência Internacional de Energia (AIE) publicou um primeiro relatório sobre a política energética da UE, no qual manifesta o seu apoio ao pacote de medidas energéticas proposto para dar cumprimento às ambiciosas metas da UE em matéria de alterações climáticas.

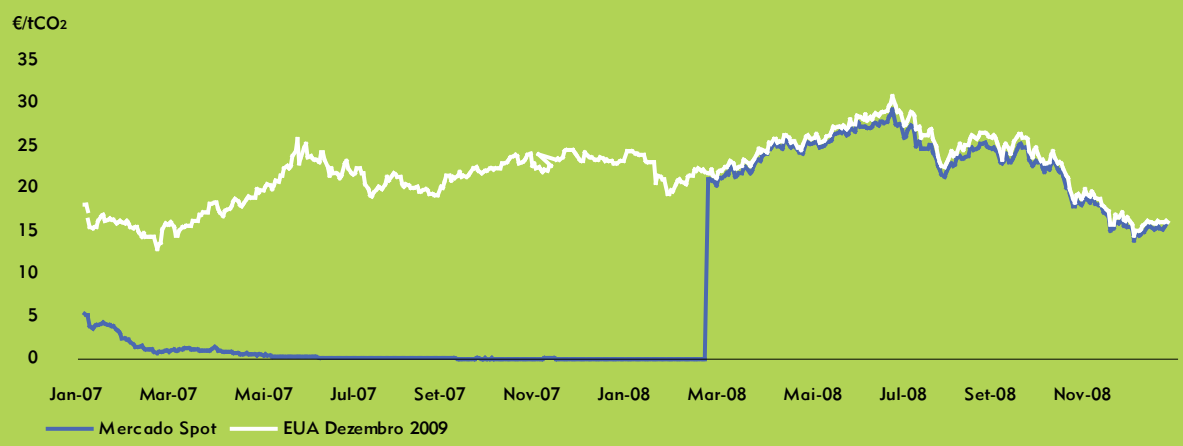
Elogia estas medidas enquanto abordagem coerente das questões da energia e do aquecimento global e entende que a sua aplicação permitirá reduzir a dependência do gás e do petróleo e contribuir para proteger a economia dos efeitos do aumento do preço da energia e da incerteza do aprovisionamento.



5.3.2. Comércio de emissões

O início do 2.º período do CELE (2008-2012) ficou marcado por um aumento inicial dos preços das licenças de emissão (*European Union Allowances* - EUA), que culminou com um máximo de dois anos durante o Verão de 2008 (cerca de €30 por tonelada de CO_2 no início de Julho). No último trimestre do ano verificou-se uma evolução fortemente influenciada pela crise nos mercados de crédito e pelo cenário de recessão mundial. Com a diminuição da actividade industrial, e com a previsível redução das emissões, ocorreu uma forte pressão vendedora no mercado de licenças de carbono, que fechou o ano com as licenças a valerem pouco mais de €15/ton.

Preço de fecho das licenças do CELE - Mercado Spot e Contratação Bilateral (OTC) de futuros



Fonte: Bloomberg

[1]Metas "20-20-20" assumidas no âmbito da Política Energética da UE: 20% de redução das emissões de gases com efeito de estufa, relativamente aos níveis de 1990; aumento da utilização das energias renováveis para atingir, pelo menos, 20% da energia total, e redução do consumo energético em 20%, mediante o incremento da eficiência energética.

5.3.3. Infra-estruturas de rede

Electricidade

Em linha com as orientações do 3.º pacote legislativo da CE relativas ao reforço da cooperação entre os operadores de sistema, destaca-se a constituição da *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), em Dezembro.

A criação desta nova associação Europeia dos TSO de electricidade tem por objectivo reforçar a colaboração em áreas-chave (como o desenvolvimento de códigos técnicos e de funcionamento dos mercados e a coordenação da exploração e do planeamento dos investimentos), visando contribuir para a prossecução dos objectivos de sustentabilidade:

- Protecção do ambiente - promovendo a integração de energia "mais limpa";
- Competitividade - tornando o mercado interno de energia mais eficiente; e,
- Segurança de abastecimento aumentando a robustez dos sistemas de transporte e permitindo o auxílio efectivo entre operadores de sistema.

A ENTSO-E é constituída por 42 operadores de transporte de electricidade, provenientes de 34 países europeus. Tem como órgão máximo uma Assembleia Geral onde têm assento os 42 TSO que a compõem, todos com direito de voto. O Presidente da REN foi nomeado um dos 12 membros do Comité Directivo (*Board*).

No âmbito do MIBEL, em 2008 manteve-se a estreita colaboração entre a REN e a sua congénere espanhola REE que, desde 2002, se vem aprofundando através das actividades desenvolvidas por grupos de trabalho conjuntos. As novas interligações entre os dois sistemas ibéricos já acordadas permitirão reforçar a capacidade disponível para trocas comerciais dos actuais 1500 MW para mais de 3000 MW, a partir de 2013/14.

Gás natural

A incerteza associada ao investimento, o aumento de custos e os atrasos na concretização de projectos são os principais problemas que continuam a afectar a maioria dos mercados regionais de gás, constituindo uma ameaça em termos da segurança do abastecimento a longo prazo.

No caso da Europa, para além da construção de gasodutos regionais tendentes a facilitar a concretização do Mercado Único, é crucial o investimento em novos gasodutos de interligação, no sentido de facilitar a importação de gás de regiões produtoras mais remotas e de criar ramificações inter-regionais, criando rotas alternativas que tornem o aprovisionamento de gás mais seguro e procurando diversificar fontes.

Novos gasodutos

- a nível do mercado interno de energia da União Europeia, o Midcat, projecto de interligação entre o nordeste de Espanha e o sul de França (em articulação com a Artère du Rhône);
- com entrada em funcionamento no final de 2007, o gasoduto submarino de Langeled, destinado a abastecer o Reino Unido com gás da Noruega;
- com entrada em exploração prevista para meados de 2009, o troço submarino do Medgaz, destinado a abastecer o mercado espanhol com gás proveniente da Argélia;
- em fase de decisão de investimento ou em fase de arranque:

- Scanled (Noruega - Suécia - Dinamarca - Polónia);
- Nord Stream (ligação da Rússia à Alemanha através do mar Báltico);
- South Stream (ligação Rússia - Bulgária - Europa Central - Itália);
- Nabucco (destinado a possibilitar a importação de gás de alguns países da Comunidade de Estados Independentes, na região do Cáspio, com trânsito através da Turquia, Bulgária, Roménia, Hungria e Áustria);
- ITGCI / Interconnector Turkey - Greece - Italy (destinado também a importar gás da região do Cáspio);
- Galsi (gasoduto submarino Argélia - Itália que transitará através da ilha de Sardenha).

Apesar de se esperar uma expansão significativa da capacidade de exportação da indústria do GNL no decurso dos próximos anos, entre 2005 e 2008 apenas quatro novos projectos de trens de liquefacção foram efectivamente aprovados (Peru LNG - Peru; Pluto - Austrália; substituição de Skikda - Argélia; e Angola LNG - Angola).

Ao nível da recepção, armazenamento e regaseificação, a capacidade planeada para os próximos anos é muito superior à capacidade de liquefacção prevista a nível global, o que representa uma fraqueza aparente da

cadeia de valor do GNL cujo verdadeiro impacto ainda não é possível avaliar. Neste sector também se observam atrasos no processo de decisão quanto à realização dos investimentos, bem como ao nível das actividades de construção e comissionamento, por razões de vária ordem, incluindo a oposição das populações à construção deste tipo de instalações, falta de fontes de aprovisionamento (a garantir normalmente através de contratos de longo prazo) e escassez de capacidade de transporte de GNL.

5.3.4. Mercados regionais

MIBEL

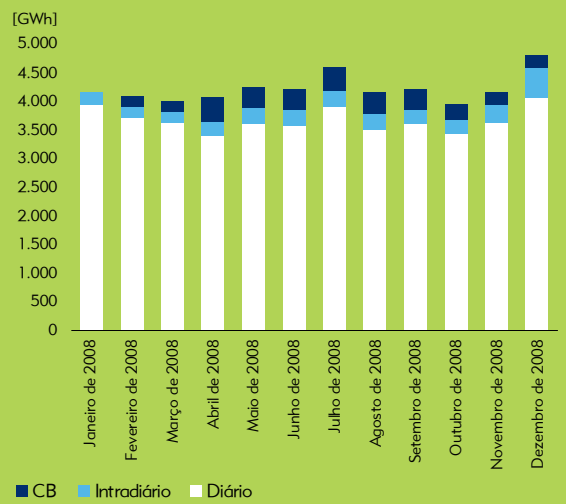
Prosseguiu o aprofundamento do MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade, aproveitando e incorporando a experiência entretanto adquirida de gestão integrada deste mercado, tendo-se concluído em Agosto de 2008 as revisões dos Regulamentos Tarifário e de Relações Comerciais. Em consequência foram também efectuadas as revisões, aprovadas pela ERSE em Dezembro, dos Manuais de Procedimentos do Gestor do Sistema e do Acerto de Contas, aperfeiçoando-se o funcionamento dos Mercados de Serviços de Sistema geridos pela REN. Das alterações havidas destaca-se a maior flexibilização das ofertas, a clarificação/redefinição das áreas de balanço e a valorização da energia de regulação.

No dia 1 de Julho de 2008, com a implantação dos sistemas de suporte tecnológico por parte da REN e dos Produtores e com a conclusão de um período de treino dos agentes, foi terminada a fase transitória de funcionamento do mercado de serviços de sistema definida no Manual de Procedimentos de Gestor do Sistema. Nesta data iniciou-se uma nova fase em que os produtores passaram a ter disponíveis e a utilizar a totalidade dos mecanismos de negociação e operação previstos regulamentarmente, de uma forma ininterrupta e eficiente.

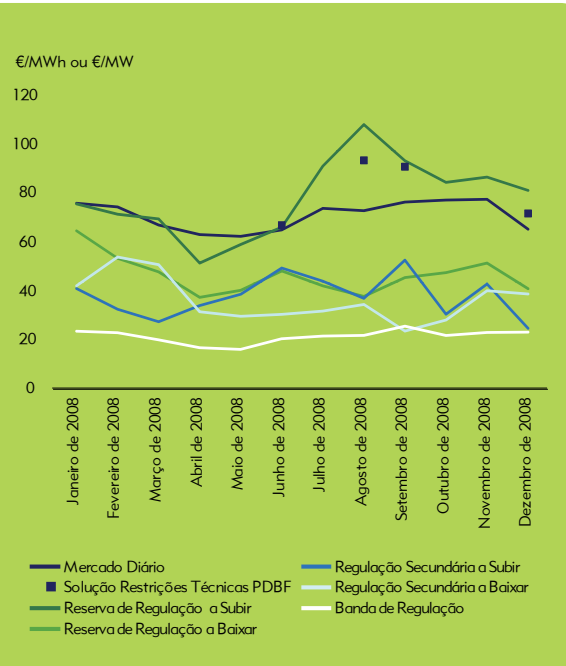
Em termos de actividade no MIBEL, a principal forma de contratação de energia eléctrica em Portugal continua a ser a participação no mercado diário, responsável por 85% da energia contratada. Seguem-se, por peso na contratação, a contratação bilateral entre Agentes de Mercado (8%) e a participação nos mercados intradiários (7%).

O preço médio de contratação do mercado diário ibérico em 2008 foi de cerca de 71,2€/MWh. Durante este período, os preços médios mensais no mercado diário variaram entre 62,6€/MWh em Maio e 77,8€/MWh em Dezembro.

Energia transaccionada no mercado



Na sequência da solicitação do Conselho de Reguladores do MIBEL, de Dezembro de 2007, a REN e a REE apresentaram o documento, "*Proposta conjunta REN-REE de harmonização de mercados de serviços de sistema na Península Ibérica*" que identifica a possibilidade de utilização, por um sistema, de reserva de outro sistema.



No âmbito das iniciativas regionais do ERGEG, iniciativas da Comissão Europeia destinadas a eliminar barreiras e desenvolver mercados regionais a nível europeu, a REN integra os trabalhos do Grupo do Sudoeste Europeu, juntamente com os operadores de sistema de Espanha (REE) e de França (RTE), os reguladores e os operadores de mercado dos três países (ERSE, CNE, CRE, OMIP, OMEL, POWERNEXT), e um representante da Comissão Europeia.

MIBGÁS

Em 2008 as actividades associadas à criação do Mibgás prosseguiram fundamentalmente ao nível da definição de princípios de base de harmonização de regras de funcionamento entre os Reguladores de Portugal (ERSE) e Espanha (CNE) e da colaboração entre os Gestores Técnicos de Sistema de ambos os países, REN e Enagás, respectivamente.

Neste contexto, os Reguladores realizaram a análise conjunta dos aspectos relacionados com a harmonização do regime de concessão de licenças de comercialização de gás na área da Península Ibérica, bem como do regime de convergência das tarifas de acesso às infra-estruturas e do planeamento coordenado das redes de transporte. Este trabalho prosseguirá ao longo de 2009 e deverá culminar com a elaboração de propostas conjuntas que serão submetidas a consulta pública.

Por seu turno, REN e Enagás têm prosseguido com o estudo e análise de viabilidade de novas interligações entre os respectivos sistemas gasistas, visando o aumento da segurança do abastecimento e da facilitação do acesso ao mercado numa perspectiva Ibérica, através da disponibilização de capacidade de transporte e armazenamento de gás natural. Das conclusões deste trabalho, que se prolongará por 2009, deverá resultar uma recomendação/posição conjunta dos dois Gestores Técnicos de Sistema relativamente a futuros desenvolvimentos. Com o objectivo de solucionar as questões de harmonização relacionadas com a interoperabilidade dos sistemas gasistas de Portugal e Espanha, vai prosseguir a colaboração entre os respectivos Gestores Técnicos de Sistema.

Em 2008, a REN continuou a acompanhar os trabalhos desenvolvidos ao nível da iniciativa da região sul para o mercado único de energia (*Gas Regional Initiative South*, promovida pelos Reguladores Europeus do Sector da Energia-CEER & ERGEG). Neste âmbito, destaca-se a concretização do primeiro processo conjunto de atribuição de capacidade de transporte no gasoduto de Larrau,



que interliga as redes de Espanha e França, através de um mecanismo de *OSP-Option Period*, promovido pela Enagás e pela TIGF nos meses de Outubro e Novembro, sob coordenação dos Reguladores dos dois países (CNE e CRE). Através deste processo, os agentes de mercado puderam reservar capacidade de saída da rede de um país e de entrada na rede do país adjacente em ambos os sentidos de forma coordenada.

5.3.5. Procura e produção

Electricidade

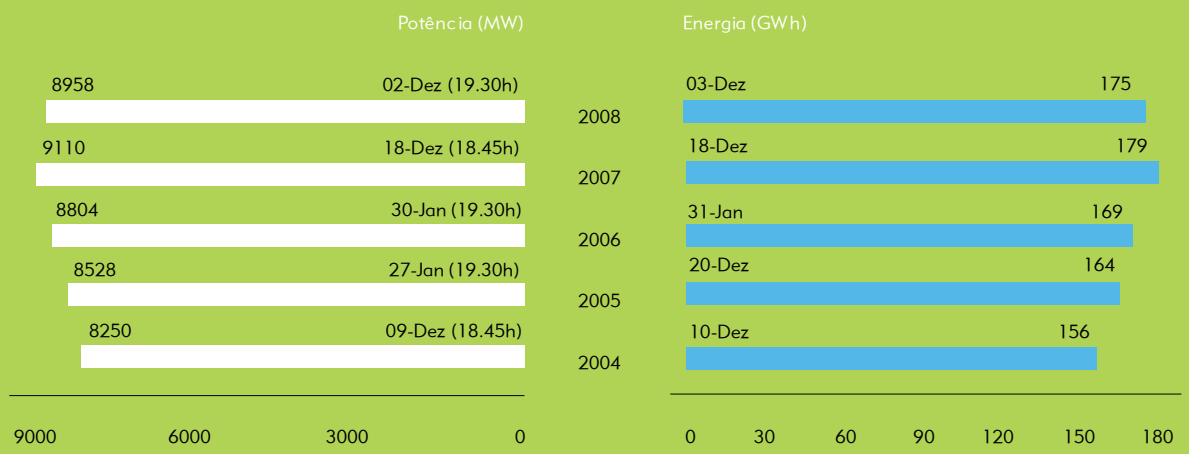
Em 2008 o consumo de energia eléctrica abastecido pela rede pública situou-se em 50.6 TWh, 1.0% acima do valor registado no ano anterior. Corrigindo o efeito de temperatura e número de dias úteis, o crescimento do consumo situa-se em 1.1%. Estes valores acentuam o abrandamento do crescimento verificado nos últimos anos e são mesmo os mais baixos desde 1993.

Evolução do consumo

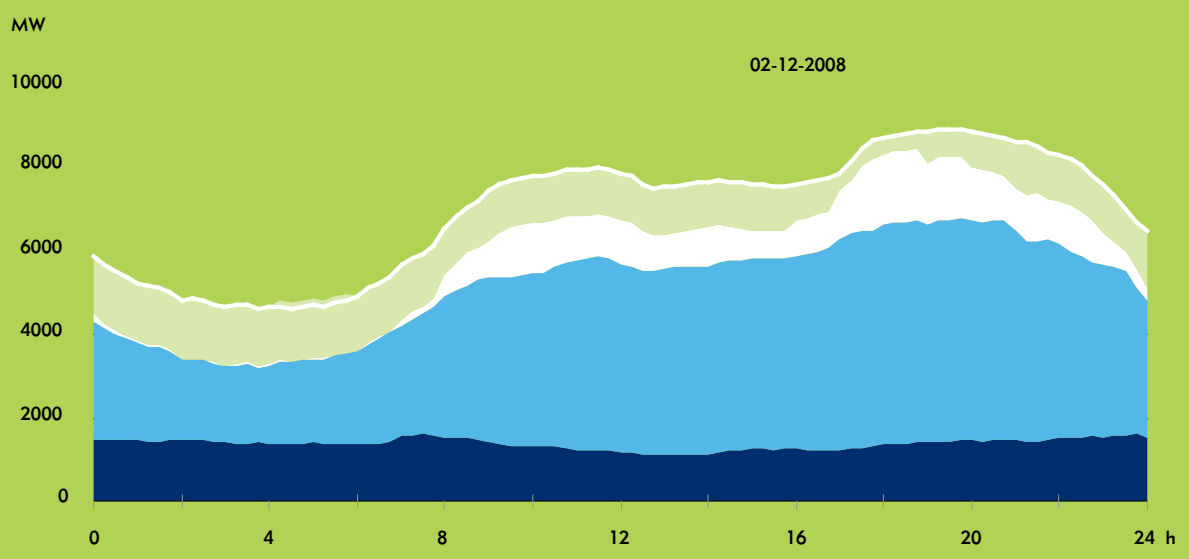
	Consumo [GWh]	Evolução [%]	Evolução corr. [%]
2004	45.500	5,7	4,5
2005	47.940	5,4	4,7
2006	49.173	2,6	3,2
2007	50.059	1,8	2,4
2008	50.574	1,0	1,1

A potência máxima verificada na rede pública ocorreu a 2 de Dezembro com 8959 MW, ficando a 150 MW do máximo histórico ocorrido em Dezembro de 2007. O consumo diário mais elevado registou-se a 3 de Dezembro com 175 GWh, 4 GWh abaixo do máximo histórico igualmente datado de Dezembro de 2007.

Potência máxima anual e dia de maior consumo



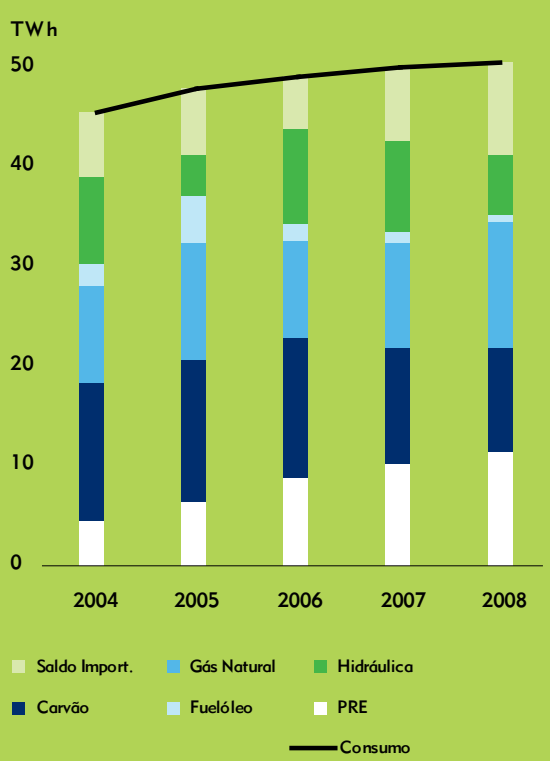
Características do diagrama de ponta anual



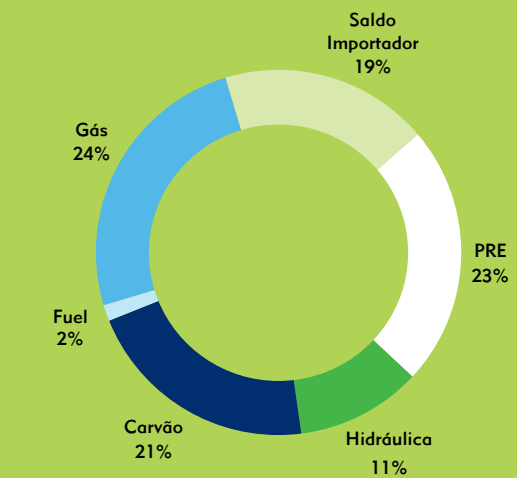
As afluências aos aproveitamentos hidroeléctricos situaram-se pelo quinto ano consecutivo abaixo da média com um índice de apenas 0,56. A produção hidroeléctrica reduziu-se 32% face ao ano anterior, abastecendo 11% do consumo. As centrais térmicas, onde as condições de mercado levaram a produção a gás natural a ultrapassar pela primeira vez a produção a carvão, aumentaram ligeiramente a sua produção, em 2%, satisfazendo 47% do consumo. No seu conjunto, as centrais em regime ordinário reduziram a produção em 8%.

Os Produtores em Regime Especial aumentaram as entregas à rede em 14%, abastecendo 23% do consumo. A produção eólica, que no final do ano totalizava uma potência ligada à rede de 2600 MW, teve um aumento de 42% enquanto a cogeração apresentou uma redução de 6%.

Satisfação do consumo



Repartição da produção



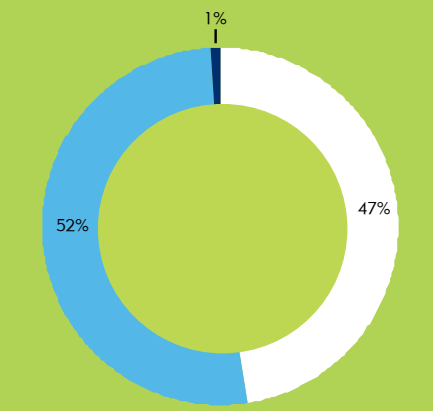
Com as exportações praticamente reduzidas a zero, o saldo importador aumentou 26% e foi o mais elevado de sempre, permitindo abastecer 19% do consumo.



Gás natural

A procura de gás natural em Portugal aumentou 9,4%, de 48,9 TWh em 2007 para 53,5 TWh em 2008, consequência directa da subida generalizada verificada em todos os segmentos de mercado.

Consumo de Gás Natural (2008)



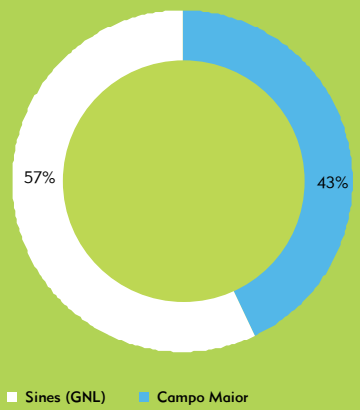
	(GWh)
Produção de Electricidade (PRO)	25.343
Convencional RNTGN	27.642
Convencional UAG (*)	506
Total	53.491

(*) Referenciado às cargas do TGNL em Sines.
Observação: Poder Calorífico Superior médio do gás natural igual a 11,9 kWh/ m³ (n)

Para além da subida da produção termoeléctrica a gás registada em 2008, os consumos nos restantes segmentos do mercado continuaram igualmente a crescer, tendo-se registado relativamente ao ano anterior um crescimento de 2,0% no caso do mercado convencional abastecido através da RNTGN e de 19,1% no que se refere ao mercado convencional abastecido através das UAG's - Unidades Autónomas de Gaseificação.

O aprovisionamento de gás natural para o mercado português em 2008 foi assegurado pelo gasoduto a partir da Argélia (Sonatrach), através do sistema internacional de gasodutos, passando por Espanha até aos pontos de entrada Badajoz/Campo Maior, com um contributo de 43%, e pelo GNL proveniente da Nigéria, descarregado no terminal de Sines, com 57%.

Aprovisionamento de Gás Natural (2008)



	(GWh)
Campo Maior	22.978
Sines (GNL)	30.476
Total	53.454

Estes quantitativos de gás importado, embora evidenciando uma alteração da proporção GN / GNL face aos valores registados em 2007 (34% GN e 66% GNL), ainda assim traduzem a manutenção da situação verificada nos últimos anos, com uma predominância da quota do GNL face ao GN, como resultado da composição do cabaz de contratos de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à entrada em vigor da Directiva n.º 2003/55/CE. O facto da capacidade técnica do terminal de Sines não estar ainda a ser utilizada na totalidade, faz deste terminal o ponto de entrada em Portugal com maior potencial de crescimento para a importação de gás natural.

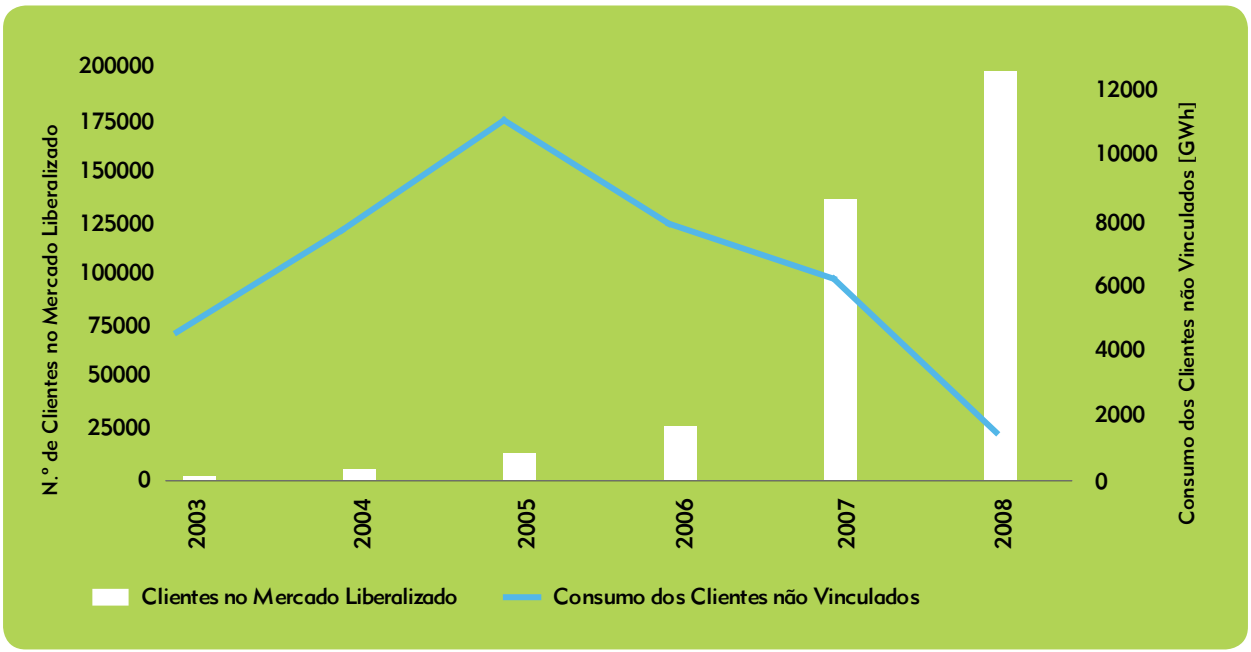


5.3.6. Mercado liberalizado

Electricidade

Em 2008 continuou a verificar-se a tendência de abandono do mercado liberalizado por parte dos clientes de todos os níveis de tensão, com excepção dos clientes do segmento BTN, os de menor dimensão do tipo residencial.

Desta forma, no final do ano transacto, registou-se um crescimento para 197 752 do número de clientes do mercado liberalizado, sendo que somente 464 não eram clientes BTN.





	2007	2008	Variação
MAT	1	0	-100,0%
AT	1	0	-100,0%
MT	1767	7	-99,6%
BTE	6176	457	-92,6%
BTN	143668	197288	37,3%
Total	151613	197752	30,4%

Em consequência, apesar do crescimento do número de clientes do mercado liberalizado, continuou a verificar-se uma redução muito significativa do respectivo consumo que em 2008 representou apenas 3% do consumo do SEN.

Actualmente encontram-se em actividade 17 Agentes de Mercado, sendo 5 nacionais, dos quais 2 produtores.

No mês final do ano, os Comercializadores activos foram a EDP Serviço Universal (98% da energia adquirida no mercado grossista), a EDP Comercial (2%), a Endesa (<0,1%), a Union Fenosa (<0,1%) e a Iberdrola (<0,1%). Os Fornecedores de energia ao mercado foram a EDP Energias de Portugal (65% da energia fornecida ao mercado grossista), a REN Trading (12%) e o restante (23%) foi satisfeito pela Importação.

Gás Natural

Em 1 de Janeiro 2008, o processo de abertura de mercado nacional passou a abranger os clientes com consumo anual superior a 1 milhão de $m^3(n)$, ou 12 GWh. O primeiro processo de mudança de comercializador registado neste escalão de consumos verificou-se em 1 de Dezembro, no âmbito do qual se concretizou a entrada no mercado do primeiro comercializador livre não português, recorrendo ao uso das infra-estruturas da RNTIAT e da RNDGN.

De referir que em Julho de 2008 entraram em vigor as tarifas reguladas para o segundo ano-gás, incluindo as tarifas de acesso à RNDGN, as tarifas de comercialização de último recurso e as tarifas de gás/energia (no primeiro ano-gás apenas vigoraram as tarifas reguladas de acesso às infra-estruturas da RNTIAT).

Em Dezembro foram publicados pela ERSE os termos e as condições de realização do primeiro leilão de gás natural, referente aos contratos de aprovisionamento de longo prazo, na modalidade de *take or pay* celebrados antes da entrada em vigor da Directiva n.º 2003/55/CE, para o ano gás de 2009-2010. Esta medida decorreu das disposições do Regulamento de Relações Comerciais, que estabelece que o comercializador do SNGN deverá promover a realização de leilões anuais de gás natural para satisfação de consumos nacionais, sendo as quantidades mínimas a disponibilizar de 300 milhões de $m^3(n)$/ano, no período 2009 a 2011.

A participação nos leilões está limitada aos comercializadores em regime de mercado e aos clientes elegíveis, destinando-se o gás natural adquirido a ser exclusivamente consumido em território nacional, excluindo os centros electroprodutores em regime ordinário.

5.3.7. Eficiência energética

Em linha com os objectivos da Directiva n.º 2006/32/CE, relativa à eficiência na utilização final de energia e nos serviços energéticos, a Resolução do Conselho de Ministros RCM 80/2008, de 20 de Maio, aprova o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) (2008-2015), também designado "Portugal Eficiência 2015". Este plano engloba um conjunto alargado de programas e medidas para actuar nas várias vertentes da eficiência energética.

Em resultado das medidas preconizadas o consumo final de energia poderá ser reduzido em 10% até 2015, permitindo mitigar o crescimento da nossa factura energética em 1% por ano nesse horizonte. Para a electricidade este objectivo corresponde a atingir uma redução de 7% do consumo em 2015.

Ainda neste âmbito, o valor acumulado das poupanças esperadas de consumo no período 2009-2024, resultantes da implementação do Plano para a Promoção para a Eficiência no Consumo de Electricidade (PPEC) 2008 da ERSE é de 878 GWh, a que correspondem cerca de 325 kt de emissões evitadas de CO_2.

Ao nível da produção de electricidade prevê-se que com a entrada em serviço das novas centrais de ciclo combinado a gás natural e, com a desclassificação das centrais a fuelóleo, o rendimento médio de conversão da produção termoeléctrica atinja cerca de 50% no horizonte 2015.

5.3.8. Energias renováveis

Embora os mecanismos de apoio à produção renovável em Portugal assentem especialmente em tarifas garantidas, subsídios ao investimento e benefícios fiscais, também existe um mecanismo de apoio orientado para o mercado, assente em certificados verdes e garantias de origem (RECS-*Renewable Energy Certificate System*). Em 2008 a REN, como entidade emissora de certificados RECS em Portugal, emitiu 123 363 certificados, correspondentes a 123 GWh de produção hidroeléctrica, o que traduz um aumento de 41% face ao ano de 2007.

Para cumprimento do novo objectivo estabelecido para Portugal no que respeita à quota de energia produzida a partir de fontes renováveis - 31% da energia primária - será necessária a contribuição de todos os sectores.

A estratégia que tem vindo a ser referida pelo Governo Português para atingir esse objectivo preconiza uma contribuição de 59% das fontes renováveis na produção de electricidade em 2020, assumindo para o efeito:

- superar os 7000 MW de capacidade hidroeléctrica,
- aumentar a potência eólica instalada de 5100 MW em 2010 para 8500 MW em 2020, e aumentar a potência instalada em energia solar de 120 MW para 700 MW, no mesmo horizonte.



5.4. A regulação económica

A envolvente regulatória da actividade da REN no sector eléctrico

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

O Grupo REN exerce no sector eléctrico três actividades reguladas: Gestão Global do Sistema, Transporte de Energia Eléctrica e Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial que consiste no *trading*, no âmbito do MIBEL, da produção proveniente dos contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE) não cessados, através da REN Trading. Estas três actividades são remuneradas apenas por duas tarifas reguladas: a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) e a tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT). Os proveitos da actividade Agente Comercial são essencialmente provenientes da venda em mercado da produção dos CAE não cessados, reflectindo a tarifa UGS a diferença, positiva ou negativa, entre o proveito desta venda e o correspondente custo resultante dos CAE.

As duas tarifas acima referidas 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 (esta taxa de remuneração foi fixada pela ERSE para o triénio 2006-2008, em termos nominais e antes de impostos, no valor de 7%). As tarifas fixadas pela ERSE reflectem, ainda, desvios tarifários que, dois anos depois, reconciliam (na medida em que sejam justificáveis e aceites pela ERSE) valores previstos e ocorridos de custos e proveitos.

Evolução regulatória durante 2008

No primeiro trimestre de 2008, a REN apresentou à ERSE uma proposta de introdução de incentivos no modelo regulatório da actividade de Transporte de Energia Eléctrica. Esta proposta foi, em parte, reflectida na alteração regulamentar que a ERSE colocou em discussão pública, no início de Junho, e que culminou com a publicação, em 14 de Agosto, dos novos regulamentos tarifário e de relações comerciais.

No que diz respeito ao transporte de electricidade, o novo regulamento tarifário introduz incentivos ao investimento, à redução de custos de operação e manutenção, à disponibilidade da rede e à manutenção de activos em fim de vida útil. Passam a ser definidas metas de eficiência aplicáveis aos custos operacionais e valores de referência para os custos incrementais de manutenção associados ao crescimento da rede. Os novos investimentos no transporte de electricidade passam a ser valorizados a "custos de referência" e são objecto de um prémio de remuneração.

A parametrização destes incentivos só veio a ser, em parte, conhecida com a publicação, em 15 de Dezembro, dos parâmetros regulatórios para o período 2009-2011, que ocorreu em simultâneo com a publicação das tarifas para 2009.

O mecanismo de optimização da gestão dos CAE e da gestão das licenças de emissão de CO_2, previsto desde meados de 2007 para incentivar as acções de *trading* do Agente Comercial, repartindo os ganhos da optimização entre os consumidores e a empresa, veio a ser regulamentado e parametrizado pela ERSE próximo do final do primeiro trimestre de 2008. De acordo com a actual parametrização do mecanismo, poderão ser obtidos ganhos para a empresa da ordem dos 5 milhões de euros anuais.

É ainda de referir que, durante 2008, foram definidas pela ERSE novas regras para os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), passando agora as várias empresas reguladas a estar em concorrência pelo montante global definido previamente. Este mecanismo de incentivos assume importância crescente para a REN, tendo em atenção o seu tratamento como "custos aceites" no novo modelo de regulação com incentivos do transporte de electricidade, que passará a ser aplicado a partir de 2009.

Consequência das tarifas fixadas para 2008[1]

No início do ano 2008, o saldo de todos os desvios tarifários (que induziram à criação do défice tarifário) da electricidade era favorável à REN e ascendia a 524,1 milhões de euros.

Relembra-se que, quando da fixação das tarifas de 2008, fora pressuposto que, de acordo com o Despacho n.º 11 171/2008, de 12 de Dezembro de 2007, do Ministro da Economia e da Inovação, este saldo seria abatido, no início de 2008, no montante de 466,2 milhões de euros provenientes de parte do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio público hídrico transmitidos pela REN às empresas titulares dos correspondentes centros electroprodutores, nos termos do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio. Este montante (correspondendo cerca de 152,3 milhões de euros ao desvio tarifário de terrenos ocorrido de 1999 a 2003 e cerca de 314,0 milhões de euros aos défices tarifários de 2006 e 2007, suportados pela REN) veio a ser recebido e abatido àquele saldo em 4 de Abril de 2008.

As tarifas fixadas para o ano de 2008 subestimaram em cerca de 57,3 milhões de euros os custos das empresas do sector eléctrico do Grupo e apesar de pressuporem uma recuperação tarifária, de desvios de anos anteriores, no montante de 37,8 milhões de euros, conduziram a um saldo da conta de desvios tarifários, no final de 2008, de 77,4 milhões de euros, dos quais cerca de 68,1 milhões de euros correspondem a custos com interruptibilidade (2007 e 2008).

Será de referir que o desvio tarifário nas contas de Balanço, relativo a custos com interruptibilidade, irá diminuir significativamente, na medida em que o novo Regulamento Tarifário já prevê que os custos com a interruptibilidade passem a ser incluídos nas tarifas de cada ano, com base em previsões, ao contrário do que acontecia anteriormente, em que só eram aceites *a posteriori*.

[1]Valores registados de acordo com as regras da contabilidade regulada (POC).

No gráfico seguinte apresenta-se, para o período 1999-2008, a evolução do saldo das contas de desvios tarifários, no final de cada ano.

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



Tarifas em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011

Em 15 de Dezembro de 2008, a ERSE fixou as tarifas de electricidade para 2009 e os parâmetros para o período de regulação 2009-2011.

Esta fixação de tarifas e parâmetros teve especial importância para a REN, uma vez que o novo modelo de regulação económica prevê a introdução de incentivos explícitos na actividade de transporte de electricidade.

No que respeita à remuneração dos activos destacam-se os seguintes parâmetros fixados para o período 2009-2011:

- A taxa de remuneração dos activos existentes e dos activos a entrar em exploração, que não sejam valorizáveis a "custos de referência", é indexada à rendibilidade das Obrigações do Tesouro a 10 anos, acrescida de um *spread* de 3%, o que equivale a uma taxa de remuneração em 2009 de 7,55%, nominais e antes de impostos, que compara com a taxa de remuneração de 7,0% aplicada aos activos em exploração no triénio 2006-2008;
- A taxa de remuneração dos novos investimentos a entrar em exploração a partir do início de 2009, que sejam valorizados a "custos de referência", é indexada à rendibilidade das Obrigações do Tesouro a 10 anos, acrescida de um *spread* de 4,5%, o que equivale a uma taxa de remuneração em 2009 de 9,05%, nominais e antes de impostos; é de referir que este incentivo era inexistente no actual período regulatório.

A REN está a colaborar com a ERSE no processo para a determinação dos mencionados "custos de referência".

Relativamente aos Custos de Operação e Manutenção (OPEX) da actividade de transporte de energia eléctrica, foi fixada uma trajectória de "proveito máximo" ao longo do triénio, indexando o nível de OPEX no final de 2008 à taxa de inflação, deduzida de um factor de eficiência anual de 0,5%, e adicionando o aumento de OPEX derivado do crescimento anual da rede de transporte (km de linhas e número de painéis nas subestações), calculado com os correspondentes custos incrementais, também fixados pela ERSE.

Os custos com ambiente e outros custos derivados de obrigações legais, como é o caso da "limpeza de florestas", constituem custos adicionais, sujeitos a um tratamento "por custos aceites".

Será de referir que ficaram ainda por definir, durante o ano de 2009, os parâmetros para cálculo dos incentivos à disponibilidade da rede de transporte e à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.

Custo do acesso à rede de transporte

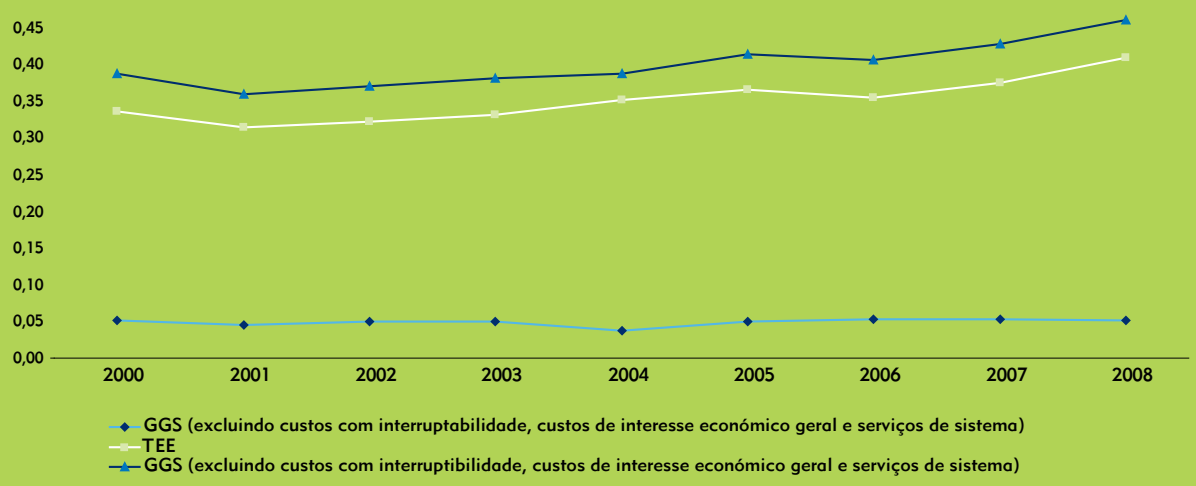
O custo médio do acesso à rede de transporte é uma variável relevante em comparações internacionais e plurianuais. No caso português este custo resulta da composição das tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT) e de Uso Global do Sistema (UGS).

A tarifa de Uso Global do Sistema da REN recupera os custos da actividade de Gestão Global do Sistema (GGS), que para além de incluir os custos de gestão do sistema (tais como: despacho nacional, monitorização da segurança do abastecimento, telecomunicações de segurança, operação da contratação de serviços de sistema e da compensação de desvios e energia e a operação do sistema de acerto de contas entre os agentes de mercado) inclui ainda os custos com a interruptibilidade e diversos custos de interesse económico geral: custos com o OMIP e o OMIClear, custos com a ERSE, pagamento da convergência tarifária às Regiões Autónomas, remuneração e amortização dos terrenos dos centros electroprodutores, compensação ao Agente Comercial e custos relativos ao Plano de Promoção de Eficiência no Consumo.

No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução, a preços constantes de 2000, dos proveitos tarifários médios destas duas tarifas, corrigidos de desvios, ao longo do período 2000-2008, retirando da tarifa UGS a interruptibilidade, os custos de interesse económico geral e os custos associados à aquisição de serviços de sistema.



Custo médio do acesso à rede de transporte (cent/kWh) - Preços constantes 2000



Excluindo os custos referidos, verifica-se que o custo médio global do acesso à rede de transporte diminuiu, entre 2000 e 2008, cerca de 6,3% (+18,8% em termos nominais) decorrente da diminuição do custo médio da actividade de Transporte de Energia Eléctrica de 4,1% (+21,6% em termos nominais), e da diminuição do custo médio da actividade de Gestão Global do Sistema de 20,7% (+0,5% em termos nominais).

Saliente-se que as evoluções referidas reflectem os volumosos investimentos efectuados pela REN, que têm como principais *drivers* a viabilização da Estratégia Nacional para a Energia (ENE) definida pelo Governo, em especial o atingir-se a meta dos 45% da produção eléctrica a partir de energias renováveis, a construção do MIBEL e a segurança de abastecimento ao país.

Trocas comerciais transfronteiriças

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

Os critérios de funcionamento daquele mecanismo, actualmente designado por ITC (*Inter-TSO Compensation*) têm sido objecto de grande discussão e controvérsia. Não tendo sido possível chegar a acordo sobre uma metodologia consistente, foi estabelecida uma metodologia provisória, que vigorará ainda durante 2009, enquanto decorrem os estudos de metodologias alternativas que permitam maior aderência à realidade física dos trânsitos de electricidade.

O montante de ITC de 2008 constituiu um custo para a REN de 6,3 milhões de euros a ser incluído na tarifa URT, superior em cerca de 50% do valor do ano anterior.

Correcção de hidraulicidade

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

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

Enquanto a REN foi detentora dos CAE e efectuou a venda da correspondente produção através de uma tarifa que repercutia a média dos custos associados aos vários regimes hidrológicos, o mecanismo de correcção de hidraulicidade cobria, positiva ou negativamente, o diferencial entre os custos associados ao regime ocorrido e os custos médios supostos nas tarifas. O novo enquadramento da actividade de produção em regime de mercado, ocorrido em 1 de Julho de 2007, tirou sentido à mecânica adoptada até então.

De acordo com as disposições legislativas específicas, a conta da correcção de hidraulicidade é detida pela EDP - Energias de Portugal, S.A.

Enquanto se aguarda a revisão da legislação e a definição de novos procedimentos, apenas têm sido considerados na conta de correcção de hidraulicidade, os encargos financeiros associados ao saldo acumulado da referida conta, que são responsabilidade da EDP-Energias de Portugal, S.A. Assim, o saldo da conta da correcção de hidraulicidade no final do ano 2008 atingiu o montante de 237,8 milhões de euros.

A envolvente regulatória das actividades da REN no Gás Natural

No Gás Natural, a REN é responsável pelas principais infra-estruturas de alta-pressão do SNGN (Sistema Nacional de Gás Natural) através das suas subsidiárias, REN Gasodutos S.A., REN Armazenagem S.A. e REN Terminal de GNL S.A., detentoras de Contrato de Concessão de Serviço Público no âmbito da RNTIAT (Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL). Em particular, a REN Gasodutos detém a concessão exclusiva do transporte de gás natural em alta pressão para o território continental português e incorpora a actividade de Gestão Global do SNGN.

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

A remuneração regulada é definida no âmbito do Regulamento Tarifário pela definição dos proveitos permitidos das empresas REN do gás natural, sendo o período de regulação de três anos, com estabilização dos parâmetros nesse período de regulação e revisão anual de tarifas.

Estes proveitos decorrem fundamentalmente de uma regulação por 'custo de serviço' que remunera os activos fixos a uma taxa definida para cada período de regulação pela entidade reguladora. Os custos operacionais reconhecidos são igualmente incluídos nas tarifas.

As actividades reguladas exercidas pela REN Gasodutos são o Transporte de Gás Natural em Alta Pressão, e a Gestão Técnica Global do SNGN, sendo a primeira remunerada pela tarifa URT (Uso da Rede de Transporte) e a segunda pela tarifa UGS (Uso Global do Sistema).

O armazenamento é exercido pela REN Armazenagem aplicando-se uma tarifa UAS (Uso do Armazenamento Subterrâneo) proporcional à energia armazenada em cada dia e aos volumes diários injectados e extraídos do armazenamento.

Na REN Atlântico, exerce-se a actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL remunerada através da tarifa UTRAR (Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação) que inclui preços de capacidade de regaseificação utilizada e energia processada e armazenamento usado em cada dia. Os camiões cisterna possuem para cada carga uma tarifa específica.

Nos termos previstos no Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou, em Junho de 2008, as 'Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2008-2009' com base nos parâmetros de regulação publicados em 2007 para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010 e que definem os proveitos permitidos a cada uma das actividades reguladas, bem como os preços para as tarifas praticadas.

Os proveitos de capital permitidos decorrem da aplicação de um processo de alisamento a partir de uma fórmula publicada pela entidade reguladora e que se traduz, em termos muito sumários, em dividir o valor actual dos proveitos futuros até ao fim da concessão, pelo 'valor actual' das quantidades do mesmo período descontados com um factor definido pela mesma entidade. Este processo de alisamento é aplicado para a determinação dos proveitos da REN Gasodutos e da REN Atlântico, mas não da REN Armazenagem.

Evolução regulatória em 2008

Durante o ano de 2008, foram publicadas pela ERSE, para o sector do gás natural, disposições complementares à regulamentação base publicada em 2006 listando-se as mais significativas para a actividade das empresas do Grupo do Sector do Gás Natural:

- O Despacho n.º 7927/2008, de 17 de Março, veio aprovar as Metodologias para Determinação e A tribuição da Capacidade das 3 infra-estruturas da REN (RNTGN, Armazenamento Subterrâneo e Terminal de GNL);
- O Despacho n.º 12 187/2008, de 29 de Abril, veio aprovar o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas do Sector do Gás Natural;
- O Despacho n.º 16 719/2008, de 19 de Junho, veio aprovar o Manual da Operação do Sistema do Sector do Gás Natural;
- O Despacho n.º 17 630/2008, de 30 de Junho, aprova os parâmetros para a definição das tarifas, bem como os valores das tarifas e preços para vigorarem no ano-gás de Julho de 2008 a Junho de 2009.

No final de 2008 a ERSE aprovou através do seu Despacho n.º 24/2008, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do sector do gás natural, completando, assim, a sub-regulamentação prevista no Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

Sublinha-se em particular, o facto de ter sido clarificado pela ERSE o papel da REN Gasodutos no estabelecimento e operacionalização da perequação de transporte para os agentes fornecidos a partir de UAG (Unidades Autónomas de Regaseificação de Gás Natural). Assegura-se assim que os utilizadores fornecidos por UAG pagam pelo serviço de transporte de GN o mesmo que qualquer utilizador abastecido por gasoduto. Por esse facto, a REN Gasodutos factura o distribuidor à saída da UAG como se de uma saída da rede de alta pressão se tratasse, reconhecendo e pagando os custos de transporte rodoviário incorridos pelos agentes ao abastecer a UAG respectiva.

Igualmente em 2008 foram aprovados os primeiros PPDA (Planos de Promoção e Desenvolvimento Ambiental) que se enquadram nas actividades desenvolvidas por cada empresa e foram oportunamente submetidos à ERSE para aprovação. Os custos relacionados são enquadrados num processo específico, dado tratarem-se de custos adicionais incorridos para permitir a sua execução.

Acesso às infra-estruturas

Decorrido um ano e meio de regulação do sector do gás natural e em particular das infra-estruturas de alta pressão, os utilizadores acedem-lhes hoje em condições de transparência e igualdade de tratamento, tendo sido feita a transição para a situação actual de forma sustentada. A tendência é para o número de agentes aumentar com a progressiva abertura do mercado. As regras de acesso estabelecidas, têm progressivamente sido postas à prova demonstrando a sua resiliência e permitindo que a gestão operacional dos acessos dos diversos agentes se processe de forma clara e transparente.

A experiência adquirida com o início do acesso de terceiros às infra-estruturas de alta pressão, desde 1 de Julho de 2007, foi incorporada na sub-regulamentação que entretanto se completou no essencial, para permitir o acesso de terceiros agora com mais agentes desde 1 de Julho de 2008. Em particular realça-se a aprovação de elementos essenciais, como o Manual de Procedimentos de Acerto de Contas e o Manual de Procedimentos de Operação do Sistema, que definem operacionalmente as regras de acesso às infra-estruturas da RNTIAT, bem como o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do sector do Gás Natural.

A remuneração das actividades reguladas em 2008

O ano-gás, período de 12 meses com início a 1 de Julho de cada ano e que finda a 30 de Junho do ano seguinte, é um conceito criado pela ERSE com reflexos em toda a regulação do gás, nomeadamente na fixação de proveitos, desvios tarifários e tarifas. Qualquer ano civil, como é o caso de 2008, é assim constituído por duas metades de distintos anos-gás, sujeitos a diferentes regimes tarifários.

Durante o ano de 2007, o plano de investimentos das empresas do gás foi revisto. Na sua função de Gestor Técnico Global do SNGN, a REN Gasodutos reviu as necessidades de capacidade e segurança de abastecimento a proporcionar pelas infra-estruturas, de modo a viabilizar os aumentos de utilização esperados, decorrentes fundamentalmente da concretização dos planos de construção de mais centrais de ciclo combinado.

Por este facto, o aumento de proveitos decorrente só foi incorporado no processo de regulação e consequentemente nas tarifas, com o advento do novo ano-gás que se iniciou em Julho de 2008.

Os valores dos proveitos permitidos para os anos-gás 2007-2008 e 2008-2009 para as actividades das empresas reguladas foram calculados pela ERSE com a seguinte base:

- Taxa de remuneração dos activos regulados - 8% no período de regulação - 3 anos;
- Taxa de actualização para proveitos de capital na fórmula de alisamento - 8%[1];
- Taxa de actualização das quantidades - 15% para as actividades da REN Atlântico; 11% para as actividades da REN Gasodutos.[2]
- As tarifas com alisamento de proveitos no período de concessão são a URT e a UTRAR.

Nas actividades sujeitas a alisamento, URT e UTRAR os proveitos autorizados são função das quantidades e dos investimentos previstos até final da concessão. O processo de alisamento apura uma tarifa unitária (actualização dos proveitos futuros e das quantidades futuras), que multiplicada pelas quantidades do ano, dão como consequência os proveitos de capital. Os proveitos permitidos correspondem aos proveitos de capital, adicionados dos custos operacionais.

Desvios tarifários no ano de 2008

Por só ter existido o segundo semestre de 2007 com proveitos regulados, não é possível fazer correctamente a comparação 2007/2008 em termos de ano comum.

Os desvios tarifários relativos às empresas do gás no ano de 2008 foram de 6,5 milhões de euros a receber (1,3 milhões no primeiro semestre de 2008 e 5,2 milhões no segundo correspondente a outro ano-gás, o ano 2008-2009).

Os desvios do segundo semestre, os mais significativos, são originados essencialmente por um desvio das variáveis de facturação da capacidade de transporte e de utilização do armazenamento de GN. Estes desvios serão incorporados dois anos depois de ocorrerem nos proveitos permitidos à luz do modelo regulativo, sendo expectável a

[1]A ERSE procedeu ao ajuste dos perfis de recuperação dos custos com capital no processo de alisamento das actividades da REN Atlântico e da REN Gasodutos, nos termos previstos nas disposições transitórias do Regulamento Tarifário, por actuação nas taxas de actualização do valor actual das quantidades de gás natural movimentadas em cada infra-estrutura, por forma a fazer face à incerteza das quantidades a movimentar ao longo do período da concessão (40 anos) e ajustando a recuperação de investimentos entre utilizadores actuais e futuros.

[2]Os valores são diferentes da taxa de actualização dos proveitos de capital para ajustar o perfil de recuperação do investimento.

sua redução significativa em 2009, ainda durante o ano-gás 2008-2009, pela entrada em funcionamento de importantes consumos que estão programados e pela disponibilização de mais capacidade de armazenamento de GN.

Custo médio do acesso às infra-estruturas

O custo médio é calculado tendo por base as quantidades processadas e os proveitos permitidos previstos no tarifário. Este indicador e a sua evolução são importantes no sentido de sinalizar a evolução dos custos para os utilizadores e pretende-se indicar desde já os valores mesmo sabendo que a sua comparação com períodos anteriores não é possível por não haver histórico de regulação.

Para a REN Gasodutos, o custo médio de acesso às redes em 2008 foi 0,18 cêntimos/kWh. As quantidades movimentadas tiveram um desvio desfavorável de 7,56% face à previsão que serviu de base às tarifas.

Para a REN Armazenagem, o custo médio de armazenamento para o ano-gás 2008 foi de 0,00198 cêntimos/kWh/dia. As quantidades armazenadas situaram-se 31% abaixo da previsão, explicado pelo facto de em termos previsionais se ter considerado um volume disponível superior ao efectivamente verificado à data. A finalização da cavidade em construção foi adiada, dada a opção que foi tomada de aproveitar as condições geológicas favoráveis que foram entretanto detectadas e que permitiram aumentar o seu volume físico com um reduzido incremento de custo, permitindo assim uma redução do correspondente custo unitário.

Para a REN Atlântico, o custo médio de regaseificação para o ano 2008 foi de 0,110 cêntimos/kWh. As quantidades recepcionadas situaram-se 11% acima do que estava previsto tendo, por isso, o custo de regaseificação real sido inferior ao previsto para 2008 (0,114 cêntimos/kWh).

A liberalização

O calendário de abertura do mercado foi estabelecido pelo Decreto-Lei 140/2006 tendo-se definido a abertura aos clientes de produção ordinária de energia eléctrica em 2007, para os grandes clientes industriais, com consumo anual superior a 1 Mm^3 em 2008, para clientes acima de 10 000 m^3 anuais em 2009 e para o restante mercado a partir de 1 de Janeiro de 2010. Este calendário está a ser cumprido devendo contudo ter-se em conta o advento dos anos-gás que começam em Julho e não em Janeiro. No início de 2009 fica assim aberta mais uma parte importante do mercado, que inclui já um número significativo de consumidores, todos aqueles com consumos anuais acima de 10 000 m^3/ano.

Trânsito

A REN Gasodutos adquiriu com os activos de transporte um conjunto de contratos e participações através dos quais presta serviços de trânsito na rede nacional ao operador da rede de Espanha de alta pressão, a Enagás.



5.5. Actividade do Grupo em 2008

5.5.1. Negócio de transporte de electricidade

Exploração da Rede Nacional de transporte

Comportamento das redes

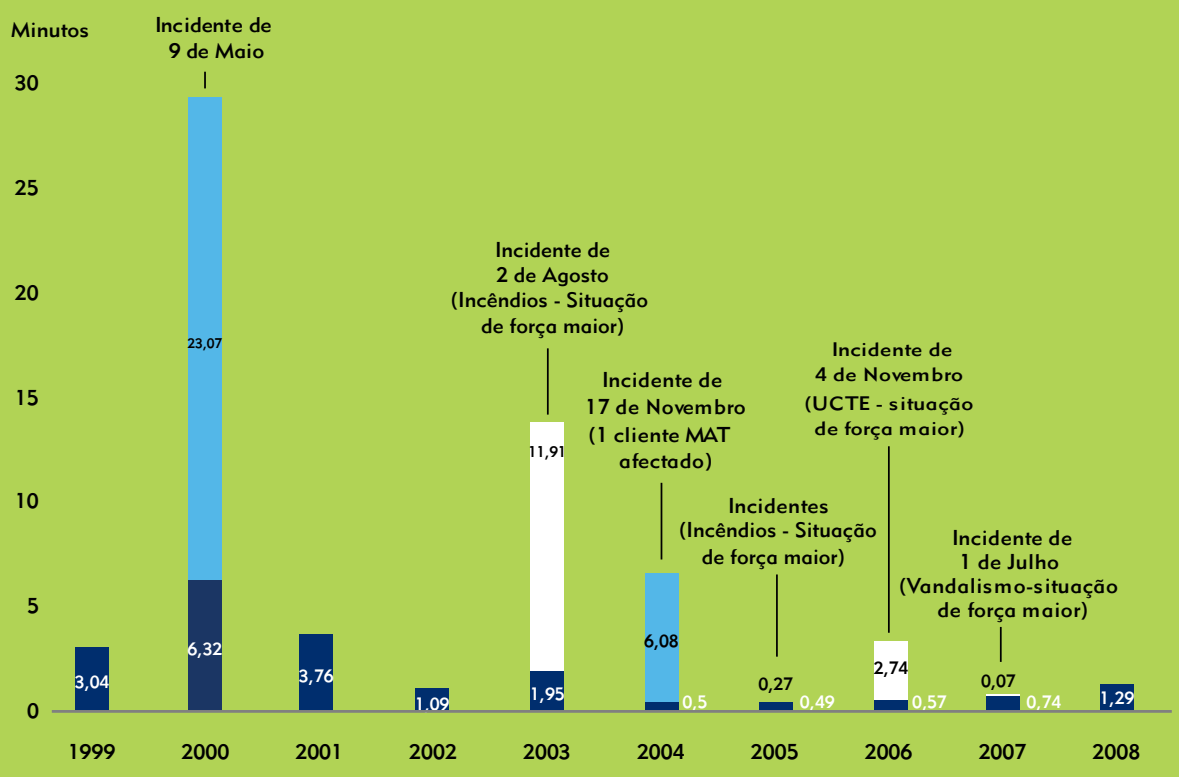
No decorrer de 2008 registaram-se poucos congestionamentos na rede de transporte de energia em Muito Alta Tensão. Os mais frequentes ocorreram na bolsa dos 150 kV do Cávado e estiveram associados a indisponibilidades relacionadas com a entrada em serviço do Posto de Corte de Pedralva e da Subestação de Frades. O impacto das referidas limitações nos planos de produção foi todavia mínimo, atendendo à baixa hidraulicidade registada no ano transacto.

Em termos de operação do sistema registou-se no início do Verão de 2008 o fim do período transitório, que se encontrava previsto no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, passando a regulação e consequentemente a liquidação a ser feita por Área de Balanço.

Qualidade de serviço

A qualidade de serviço da Rede Nacional de Transporte, entendida como segurança e continuidade do abastecimento de energia eléctrica com características técnicas adequadas, situou-se num nível elevado, o indicador Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) registou em 2008 o valor de 1,29 minutos. Dito de outra forma, a REN alimentou de energia eléctrica os diversos pontos de entrega aos clientes em 99,99976% do tempo (cerca de 999 horas, 59 minutos e 51 segundos, por cada 1 000 horas).

Evolução do tempo de interrupção equivalente - TIE



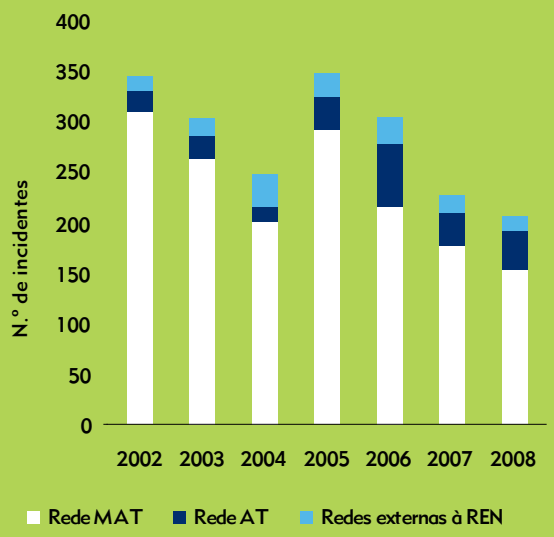
Da análise do gráfico pode constatar-se a tendência para uma melhoria sustentada da continuidade de serviço nos últimos anos, excluídas as situações pontuais e de carácter excepcional e/ou de força maior assinaladas.

Prosseguiu em 2008 a monitorização da qualidade da onda de tensão na generalidade dos pontos de entrega e de interligação da RNT.

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

No que respeita a incidentes e perturbações, verificou-se uma melhoria global significativa do comportamento da rede, tendo ocorrido 204 incidentes (menos 9,7% que em 2007), dos quais 152 tiveram origem na Rede de Muito Alta Tensão (MAT), 37 na Rede de Alta Tensão (AT) e 15 em outras redes mas com impacto nas redes MAT e AT da REN.

Evolução do número de incidentes



Apenas 11 incidentes (5,4% do total) tiveram impacto no abastecimento de energia eléctrica aos clientes.

O valor da Energia Não Fornecida (ENF) resultante destes incidentes foi estimado em 124,4 MWh.





Desempenho das Linhas

Em 2008 manteve-se a tendência, já verificada nos anos anteriores, de melhoria global do desempenho das linhas da RNT. A taxa global de disponibilidade dos circuitos de linha, incluindo os painéis terminais foi, em 2008, de 97,2%, valor ligeiramente inferior (-1,1%) ao verificado no ano anterior, devido em grande parte aos inúmeros trabalhos de modificação e melhoria, nomeadamente, reforços da capacidade de transporte (*uprating*) em diversos circuitos da rede.

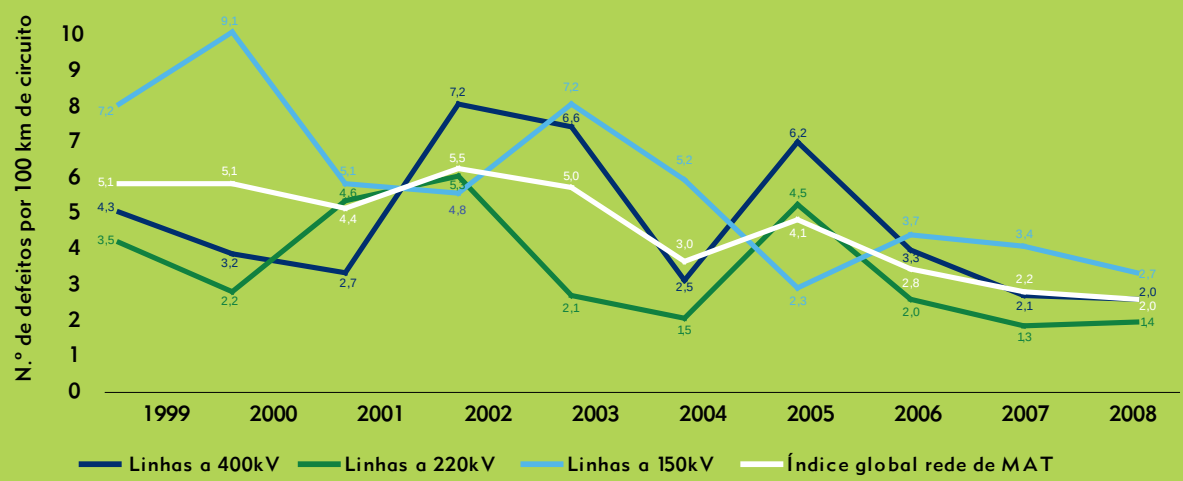
O gráfico da figura seguinte ilustra o desempenho das linhas nos últimos anos, por nível de tensão, no que respeita ao número de defeitos nelas registados por 100 quilómetros de circuito.

Os valores de 2008 são significativamente inferiores à média dos últimos 10 anos. O índice global da rede MAT registou pelo terceiro ano consecutivo nova diminuição (-9,1%), situando-se agora num mínimo histórico de 2,0 defeitos por 100 km.

Estes resultados comprovam a eficácia das medidas preventivas implementadas nos últimos anos, sustentadas nas seguintes linhas de acção:

- Rejuvenescimento de diversas linhas, com reforço da capacidade de transporte (*upratings*) e substituição de cadeias de isoladores e acessórios, bem como melhoria da blindagem contra descargas atmosféricas;
- Continuação da substituição de isoladores cerâmicos e de vidro por isoladores compósitos em linhas críticas instaladas em zonas de forte poluição;
- Montagem generalizada de plataformas de nidificação e de dispositivos dissuasores de poiso de aves sobre as cadeias de isoladores, em linhas com impactes sobre as aves (cegonhas);
- Implementação de um novo sistema de inspecção visual aérea, com termografia e medição de distâncias com tecnologia *laser*, o qual permite uma intervenção mais eficaz através de georeferenciação de anomalias;
- Monitorização da contaminação dos isoladores e subsequentes lavagens estivais mais eficazes;

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



- Implementação de novos processos na vigilância da vegetação e gestão de material lenhoso nos corredores das linhas, no âmbito dos Planos Municipais de Defesa da Floresta contra incêndios.

A maioria dos incidentes que afectaram instalações da REN teve origem nas linhas aéreas (68% do total), tendo tido, uma vez mais, como principais causas as descargas atmosféricas -32% e as aves (cegonhas) -28%.

Desempenho das Subestações

De uma forma geral, as subestações registaram um comportamento favorável no seu desempenho em serviço. O número de avarias em disjuntores foi significativamente inferior ao registado em 2007, contrariamente ao verificado nos transformadores de potência, onde se verificou um incremento no número de avarias, embora, na maioria dos casos, sem consequência na exploração das redes. A taxa global de disponibilidade de transformadores e autotransformadores (incluindo os respectivos painéis) situou-se nos 97,9%, valor ligeiramente inferior ao do ano anterior (-0,9%), consequência, principalmente, de inúmeras remodelações e substituições de equipamento AT e transformadores de potência concretizadas no decurso de 2008.

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



Obras em curso - programa de Investimentos

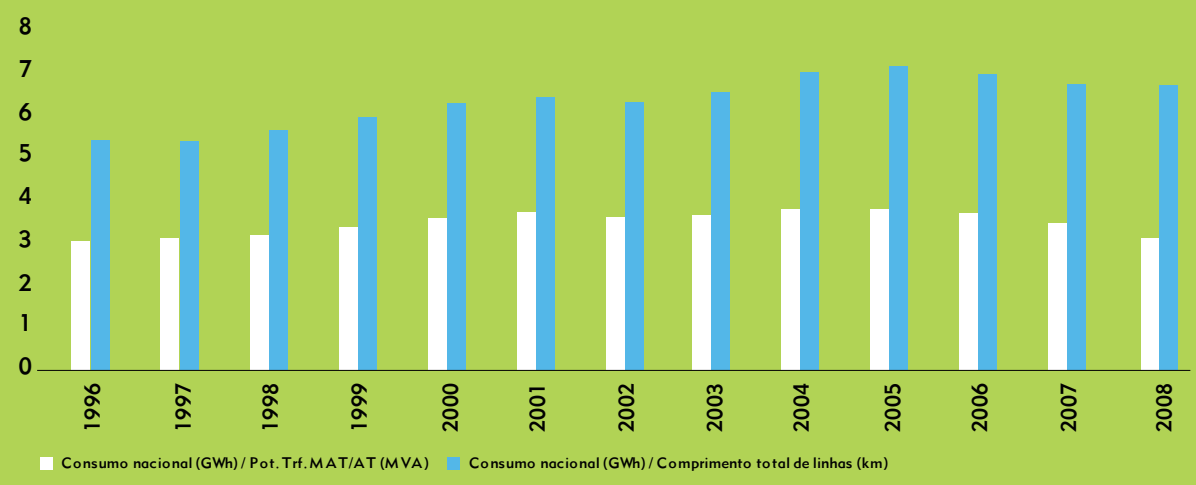
Evolução da Rede Nacional de Transporte

O ano de 2008 foi marcado pela conclusão de importantes projectos de investimento que permitiram prosseguir com êxito o cumprimento dos objectivos para a recepção de valores acrescidos de energias renováveis, de aumento das capacidades de troca com a rede de Espanha e ainda de reforço de alimentação às redes de Distribuição.

Tendo em vista ilustrar os níveis de utilização dos equipamentos da RNT, apresentam-se no gráfico da figura seguinte a evolução dos indicadores do consumo nacional em relação à potência de transformação e ao comprimento de linhas, desde meados da década de 90.

Constata-se que após uma subida mais ou menos

Grau de utilização de linhas e transformadores



sustentada destes dois indicadores entre 1996 e 2005, assiste-se desde então a uma tendência de descida dos seus valores. Esta redução explica-se principalmente pela expansão da rede a zonas mais remotas com vista à recepção das energias renováveis, em locais onde os consumos são bastante reduzidos.

Projectos concluídos em 2008

No ano de 2008 destaca-se a entrada em serviço da linha a 220 kV Vila Pouca de Aguiar - Valdigem e do ramal para Macedo de Cavaleiros da linha a 220 kV Mogadouro - Valeira, os quais estão associados, respectivamente, à abertura da subestação de Vila Pouca de Aguiar e de Macedo de Cavaleiros.

Assinala-se que as duas ligações referidas constituem uma primeira etapa no estabelecimento de uma nova malha a 220 kV que atravessará a região de Trás-os-Montes, desde a futura subestação de Lagoaça até à actual de Valdigem.

Para além das duas novas subestações já mencionadas, foram também concluídas e colocadas em serviço as de Frades (Vieira do Minho), 150/60 kV, e de Carvoeira (Torres Vedras), 220/60 kV, com as consequentes aberturas de linhas existentes, e ainda do Carrapatelo (Cinfães), 220/60 kV, neste caso por ampliação do posto de corte existente.

Na subestação de Pedralva há a assinalar a entrada em operação de dois autotransformadores 400/150 kV, de 450 MVA cada, unidades estas com a função de regulação da desfasagem angular, idênticas à já instalada na subestação da Falagueira. Em Alto de Mira foi colocado em operação o seu segundo autotransformador 400/220 kV, de 450 MVA.

No total foram colocados em serviço 11 novos transformadores (equivalentes a 1826 MVA) e 3 autotransformadores (1350 MVA). Reforçou-se também a capacidade de transporte de 5 linhas e foram instalados 130 MVAr em novas baterias de condensadores.

Para ligação de produção em regime especial à RNT, foi concluída a linha aérea a 150 kV, entre a subestação de Sines e a central de cogeração da Refinaria de Sines, S.A.

Foi também construído um alargado conjunto de painéis de 60 kV em diversas subestações da RNT tendo em vista a viabilização/ligação de nova Produção em Regime Especial, designadamente diversos parques eólicos (em Frades, Vila Pouca de Aguiar, Macedo de Cavaleiros, Carrapatelo e Portimão), a central de cogeração da Soporcel (em Lavos) e a central fotovoltaica de Moura (em Alqueva).

De forma a receber na RNT a produção da nova central de ciclo combinado a gás natural de Lares foram igualmente concluídos 2 painéis de 400 kV na subestação de Lavos.

Principais investimentos em curso

Reforço na capacidade de interligação

Tendo em vista o reforço das capacidades de troca entre Portugal e Espanha, encontra-se previsto:

- Na zona do Douro Internacional, a abertura da nova subestação 400/220 kV de Lagoaça, numa primeira fase apenas como posto de corte de 220 kV e mais tarde também com o nível de 400 kV, com a consequente abertura das linhas da RNT no eixo Picote - Bemposta - Pocinho.
- Com base no nível de tensão de 400 kV de Lagoaça será constituída uma nova linha de interligação com a subestação espanhola de Aldeadávila e uma outra para ligação à futura subestação da RNT de Armamar.
- No Sul, a realização de uma nova interligação a 400 kV, ligando o Algarve, a partir da futura subestação de Tavira, e a Andaluzia (ligação em Avaliação de Impacte Ambiental).

Ligação de produtores em regime especial

Com vista à integração na RNT de novos produtores em regime especial, referem-se os seguintes reforços:

- O estabelecimento duma malha a 220 kV em Trás-os-Montes, desde Lagoaça, no Douro Internacional, até Valdigem, passando pelas actuais subestações de Macedo de Cavaleiros e de Vila Pouca de Aguiar e a futura de Valpaços.
- A criação da subestação de Armamar e a passagem à exploração a 400 kV do eixo Armamar - Bodiosa - Paraimo.
- A abertura da subestação de Tábua e a construção de uma linha, a 220 kV, entre esta instalação e a subestação de Penela.

Ligação de produtores em regime ordinário

De forma a dotar a RNT de condições para a ligação de novos grandes centros produtores assinala-se:

- O reforço do eixo a 220 kV entre o posto de corte do Picote e a futura subestação de Lagoaça, para integração dos novos grupos geradores resultantes dos reforços de potência de Picote e de Bemposta. Este reforço de rede será conseguido com uma nova linha, a qual terá um primeiro troço a 220 kV e um segundo duplo com um terno a 400 kV e outro a 220 kV.
- A realização das novas ligações Batalha - Lavos e Lavos - Paraimo, a 400 kV, na zona centro, da linha 'zona da Marateca' ¬ Fanhões, também a 400 kV, na zona da grande Lisboa/Setúbal, com a necessária remodelação/ampliação das subestações de Lavos e Sines, para integração na RNT das novas centrais de ciclo combinado a gás natural (Lares, Figueira da Foz e Sines) relativamente às quais a DGEG prestou informação favorável. Acrescenta-se ainda a remodelação/ampliação do posto de corte do Pego para integração na RNT da nova central de ciclo combinado do Pego.

Alimentação de grandes pólos de consumo

De forma a acompanhar o contínuo crescimento dos consumos encontra-se previsto:

- No Minho, a criação do novo ponto injector 150/60kV de Vizela/Felgueiras.
- Na região de Trás-os-Montes, a abertura da nova subestação 220/60 kV de Valpaços.
- Na parte sul do Douro Litoral, a nova subestação 400/60 kV de Feira.
- Na região de Lisboa a conclusão da nova ligação subterrânea a 220 kV, inicialmente a operar a 60 kV, entre a subestação de Alto Mira e o Zambujal.
- Na península de Setúbal, a conclusão da segunda linha a 150 kV Fernão Ferro - Trafaria e ainda a introdução do nível de tensão de 400 kV na actual subestação de Fernão Ferro.
- No Alentejo, a construção da nova linha Falagueira - Estremoz, isolada para 400 kV mas operando a 60kV numa fase inicial, de forma a apoiar os consumos da zona de Elvas. Com a abertura da subestação de Estremoz, ainda em 2009, esta linha passará à exploração a 150 kV.
- No Algarve, o estabelecimento de nova linha a 150 kV entre as subestações de Portimão e de Tunes e, mais tarde, a introdução do nível de 400 kV na subestação de Portimão. Encontra-se igualmente prevista a abertura da subestação de Tavira, com os níveis de tensão de 400, 150 e 60 kV.
- O prosseguimento das acções de reforço de capacidade de transporte de linhas já em serviço, prevendo-se o reforço de 5, ainda no ano de 2009.

Alimentação de grandes clientes em MAT

Relativamente à ligação de grandes consumidores em MAT e, em particular, de forma a dar condições de alimentação à linha ferroviária de alta velocidade no troço português do eixo Lisboa - Madrid, está prevista a passagem à exploração a 400 kV da linha Falagueira - Estremoz (e também da subestação de Estremoz) e o fecho a 400 kV entre Estremoz e Palmela, através da construção do eixo Estremoz - Divor (Évora) - Pegões - Palmela. A partir das futuras subestações da RNT de Estremoz, Divor e Pegões serão estabelecidas ligações de alimentação às subestações de tracção ferroviária.

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

No ano de 2008 foram ligados à Rede Nacional de Transporte, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 Maio, e do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, 9 Produtores em Regime Especial, aos quais corresponde uma potência instalada final de 509 MW, conforme se discrimina na tabela seguinte:

Denominação da Instalação de PRE	Potência Instalada (MW)	Potência de ligação (MVA)	Nível de Tensão (kV)	Subestação da REN onde liga o PRE
Parque Eólico de Toutiço	102	107	220	Tábua (a concluir em 2009)
Central de Cogeração da Refinaria de Sines	98	97	150	Sines
Parque Eólico de Arada/Montemuro	112	120	60	Carrapatelo
Parque Eólico da Lousã II	50	53	60	Penela
Parque Eólico da Serra do Alvão	42	45	60	Vila Pouca de Aguiar
Central Fotovoltaica de Moura	46	35	60	Alqueva
Parque Eólico de Cabeço da Rainha II	31	29	60	Castelo Branco
Parque Eólico de Negrelo-Guilhado [1]	20	19	60	Vila Pouca de Aguiar
Parque Eólico de Salgueiros-Guilhado [2]	8	7	60	Vila Pouca de Aguiar
Total	509	512		

[1]colocadas em tensão a linha de interligação e a subestação do Parque Eólico de Negrelo-Guilhado
[2]colocada em tensão a linha de interligação do Parque Eólico de Salgueiros-Guilhado

Em 2008 foram também definidas as condições de ligação da maior parte dos projectos eólicos atribuídos nas Fases A e B do Concurso Internacional para a construção de novos parques eólicos em Portugal, tendo sido colocada em tensão, no final de Dezembro de 2008, a partir da subestação de Vila Pouca de Aguiar, a linha de interligação do primeiro Parque Eólico desenvolvido pelo Consórcio vencedor da Fase A deste Concurso Internacional (Parque Eólico de Salgueiros-Guilhado).

Dos parques eólicos que vão ser instalados no âmbito deste Concurso Internacional referem-se, na tabela seguinte, os que vão ligar à Rede Nacional de Transporte:

Denominação da Instalação de PRE	Potência de ligação (MVA)	Nível de Tensão (kV)	Subestação da REN onde liga o Parque Eólico
Parque Eólico do Douro-Sul	172	400	Armamar
Parque Eólico do Alto Douro	170	220	Valdigem
Parque Eólico da Raia	82	220	Ferro
Parque Eólico de Falperra-Alvão	76	220	Vila Pouca de Aguiar
Parque Eólico de Bravo	13	150	Falagueira
Parque Eólico de Mougueiras	7	150	Falagueira
Parque Eólico da Tocha	94	60	Paraimo
Parque Eólico do Alto da Coutada	84	60	Valpaços
Parque Eólico da Terra Fria	80	60	Frades
Parque Eólico do Baixo Alentejo	74	60	Tavira
Parque Eólico de São Bento	70	60	Rio Maior
Parque Eólico de Malhanito	48	60	Tavira
Parque Eólico de Vila Nova II	20	60	Penela
Parque Eólico de Picos - Vale do Chão	20	60	Penela
Total	1.101		

Em 31 de Dezembro de 2008 estavam ligados à Rede Nacional de Transporte 26 Produtores em Regime Especial distribuídos pelos níveis de tensão de 220 kV, 150 kV e 60 kV, conforme se mostra na tabela seguinte:

Nível de Tensão (kV)	Número de PRE	Potência instalada (MW)	Potência de ligação (MVA)
220	3	336	333
150	6	782	735
60	17	851	723
Total	26	1.969	1.791

Destes Produtores em Regime Especial, 21 correspondem a Parques Eólicos, 4 a Centrais de Cogeração, e apenas um a uma Central Solar Fotovoltaica, sendo as potências de ligação respectivamente 1.595 MVA, 161 MVA e 35 MVA.

A curto/médio prazo (2009-2012) serão ligados à Rede Nacional de Transporte mais 27 Produtores em Regime Especial, que totalizam uma potência de ligação de 1.715 MVA, distribuída pelos seguintes níveis de tensão:

Nível de Tensão (kV)	Número de PRE	Potência de ligação (MVA)
400	2	258
220	4	402
150	4	87
60	17	968
Total	27	1.715

Das 27 instalações de Produção em Regime Especial em desenvolvimento e previstas ligar à Rede Nacional de Transporte, 20 são Parques Eólicos (com a potência de ligação total de 1.346 MVA), 6 são Centrais de Cogeração (totalizando 358 MVA) e uma é uma Central Solar Fotovoltaica (com a potência de ligação de 11 MVA).

As instalações de Produção em Regime Especial já ligadas à Rede Nacional de Transporte e as que serão ligadas nos próximos dois anos a esta rede, nomeadamente as eólicas, irão contribuir decisivamente para que o consumo bruto nacional de electricidade, em 2010, seja assegurado em 45% por Fontes de Energia Renovável, de acordo com a meta estabelecida pelo Governo.

5.5.2. Negócio de recepção, transporte e armazenagem de gás natural

O ano de 2008 caracterizou-se pela continuação do processo de abertura de mercado iniciado em 2007 e pela conclusão da publicação pela ERSE das tarifas aditivas, normas e procedimentos requeridos para o funcionamento das infra-estruturas gasistas em regime de acesso de terceiros regulado e para o exercício da actividade de comercialização de último recurso, em concorrência com a comercialização livre em regime de mercado.

A 1 de Janeiro 2008 passaram a ser elegíveis os clientes com consumo anual igual ou superior a 12 GWh <> 1 000 000 m^3(n). Em função do início do segundo ano-gás, em 1 de Julho, a ERSE determinou e publicou no final do primeiro semestre as tarifas actualizadas de acesso ao Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, à Rede Nacional de Transporte em Alta Pressão e ao Armazenamento Subterrâneo, bem como as restantes tarifas associadas à actividade de comercialização regulada, nomeadamente a tarifa de uso das redes de distribuição, a tarifa de energia, que traduz os custos de energia regulados, e a tarifa de comercialização de último recurso, esta última associada aos custos comerciais de retalho. No seu conjunto, estas tarifas permitem a determinação simples da tarifa de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso.

Ao nível dos procedimentos complementares associados aos Regulamentos, destaca-se a aprovação e publicação, em Dezembro, do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, para cuja elaboração contribuíram as empresas do Sector do Gás Natural do Grupo REN, bem como as empresas de Distribuição.

Noutro plano, foi elaborado e submetido à aprovação da DGEG o primeiro PDIR - Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT e da RNDGN - reflectindo um esforço significativo de expansão das infra-estruturas, no sentido de as dotar com a flexibilidade e a capacidade ajustadas ao crescimento da procura e das necessidades do mercado em geral, facilitando a diversificação da oferta e aumentando a segurança do abastecimento.

Em 2008 realizaram-se diversas reuniões de trabalho de carácter operacional entre a REN e a Enagas - empresa encarregue da gestão do transporte de gás natural em alta pressão em Espanha, no sentido de dar continuidade ao contributo dos dois Gestores Técnicos de Sistema para construção do Mibgás. Neste âmbito, foi actualizado o

plano de entreajuda operacional entre os dois gestores técnicos de sistema, elaborado em 2007, nomeadamente no que se refere às capacidades de transporte disponíveis nos pontos de interligação internacionais. De referir que este acordo foi accionado no mês de Outubro numa operação de apoio ao sistema espanhol (atraso na descarga de um navio no Terminal de Huelva) e no mês de Novembro numa operação de apoio ao sistema português (neste último caso devido a uma situação momentânea de excesso de gás face à capacidade de armazenamento disponível na RNTIAT, na sequência da descarga de um navio de GNL em Sines).

Ainda no âmbito da colaboração entre REN e Enagas visando a construção do Mibgás, foram desenvolvidos estudos preliminares relativos ao interesse e viabilidade de uma nova interligação entre os sistemas gasistas Português e Espanhol, tendo em conta o aumento da segurança do abastecimento e a facilitação do funcionamento do mercado no espaço Ibérico alargado.



Centro de Despacho da REN Gasodutos

Transporte em alta pressão

Exploração da RNTGN e a sua evolução

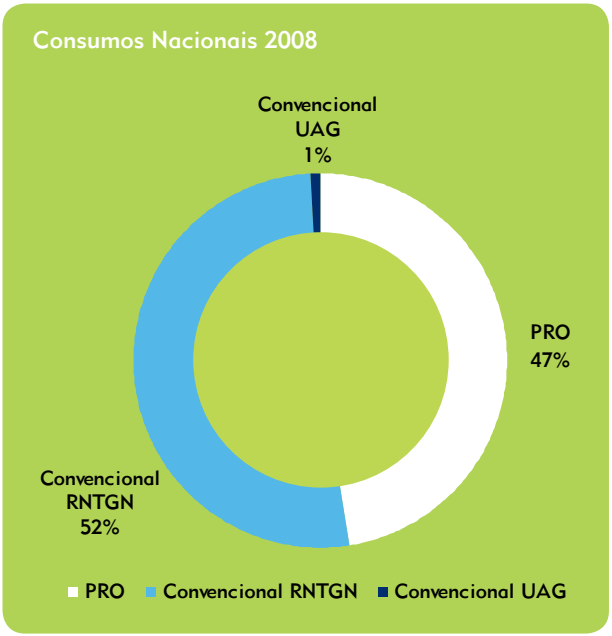
No decurso do ano de 2008, as entradas de gás natural na infra-estrutura explorada pela concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), excluindo as quantidades de trânsito internacional, efectuaram-se essencialmente por Sines, 57%, (GN proveniente da regaseificação de GNL no Terminal de Sines da REN Atlântico) e o restante, 43%, por Campo Maior (GN proveniente da Argélia através do gasoduto do Mahgreb).

Em 2008 foram transportados através da RNTGN 53 885 GWh (cerca de 4,53 bcm[1]), que incluem o consumo nacional em alta pressão, o trânsito internacional de GN realizado através da RNTGN (entrada por Badajoz/Campo Maior e saída por Valença do Minho/Tuy) e que se cifrou em 461 GWh (cerca de 0,04 bcm), e a injecção de gás natural no Armazenamento Subterrâneo, que atingiu 439 GWh (cerca de 0,03 bcm).

No que se refere à procura de gás natural em Portugal, verificou-se, em 2008, um aumento global de 9,4% relativamente a 2007, de acordo com a discriminação indicada:

Segmento de Mercado	Procura de GN (GWh)		Variação
	2007	2008	(%)
Produção de Electricidade em Regime Ordinário	21.363	25.343	18,6%
Mercado Convencional RNTGN	27.092	27.643	2,0%
Mercado Convencional UAG	425	506	19,1%
Total	48.880	53.492	9,4%

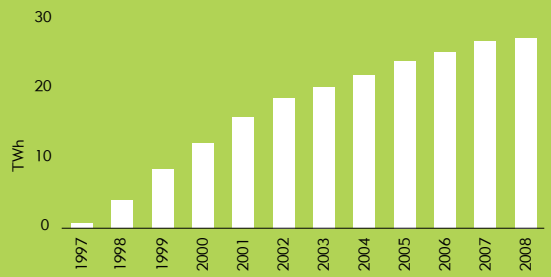
O gráfico seguinte representa o peso relativo dos segmentos de mercado acima referenciados:



[1] 1bcm - $1x10^9$ metro cúbico. A equivalência entre a energia indicada em kWh e o m^3 normal depende do poder calorífico superior do gás que é variável pelo que não se pode indicar a equivalência correcta. Pode, para cálculos aproximados, usar-se uma equivalência mais grosseira de 1 $m^3(n)$ - 11,9 kWh.

No mercado convencional, a variação homóloga verificada de 2007 para 2008 situa-se em linha com a tendência de crescimento observada desde o arranque do projecto de gás natural em Portugal, embora com tendência de amortecimento, tal como ilustrado na figura seguinte:

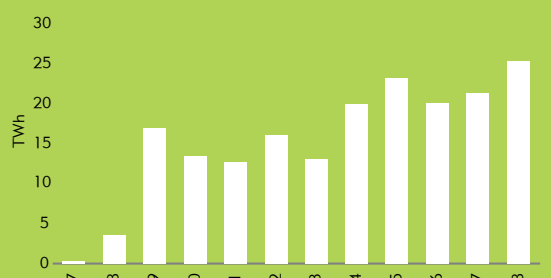
Evolução da Procura de GN - Mercado Convencional



No que respeita ao segmento de mercado da produção de energia eléctrica em regime ordinário, os consumos anuais variam de acordo com a potência térmica instalada, com o regime hidrológico em vigor e com o contributo da produção de energia eléctrica em regime especial.

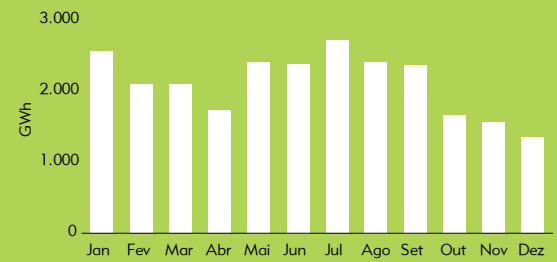
Neste segmento, destaca-se o peso crescente da componente eólica, cuja potência instalada em Portugal no final do ano se cifrava em 2 624 MW. Acresce, ainda, o efeito do funcionamento do mercado na selecção das fontes de satisfação da procura de electricidade, dada a sua sensibilidade às variações de preço das matérias-primas. Da conjugação destes factores resulta uma variação de consumos anuais traduzida na seguinte figura:

Evolução da Procura Anual de GN para Produção de Energia Eléctrica em Regime Ordinário



Pelos motivos já referidos, nomeadamente em resultado do regime hidrológico seco observado, conjugado com uma maior competitividade do gás face ao carvão motivada pelo custo das emissões de carbono, bem como com o aumento da componente eólica, verificou-se uma evolução variável da procura deste segmento ao longo do ano de 2008, evidenciada no seguinte gráfico:

Procura Mensal de GN para Produção de Energia Eléctrica em Regime Ordinário 2008





Relativamente à qualidade de serviço, os resultados dos indicadores de continuidade de serviço para 2008 - 0,03 interrupções/ponto de saída; 0,18 min/ponto de saída; e 7 min/interrupção, resultam de duas situações pontuais de indisponibilidade de fornecimento de GN à CT da Tapada do Outeiro, a primeira verificada em Novembro, durante os trabalhos de *upgrading* da respectiva estação de entrega e a segunda, em Dezembro, durante a realização de trabalhos de manutenção.

Em relação aos indicadores referentes às características do GN, verifica-se que todos se situaram dentro dos limites definidos no RQS.

Os valores históricos, anuais e acumulados, para as interrupções controláveis acidentais e programadas, desde o início da exploração da RNTGN, apresentam-se nas seguintes figuras:

Interrupções Controláveis Acidentais



Interrupções Controláveis Programadas



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

Em 2008, a infra-estrutura em serviço foi complementada com a entrada em funcionamento de três novos ramais, correspondendo a um total de cerca de 30 km de extensão e de 4 novos pontos de entrega para abastecimento de GN a novos clientes (Chaparral - Sines, Estarreja, e Viana do Castelo - distribuição Portgás).

No final do ano de 2008, a RNTGN incorporava as seguintes infra-estruturas principais:

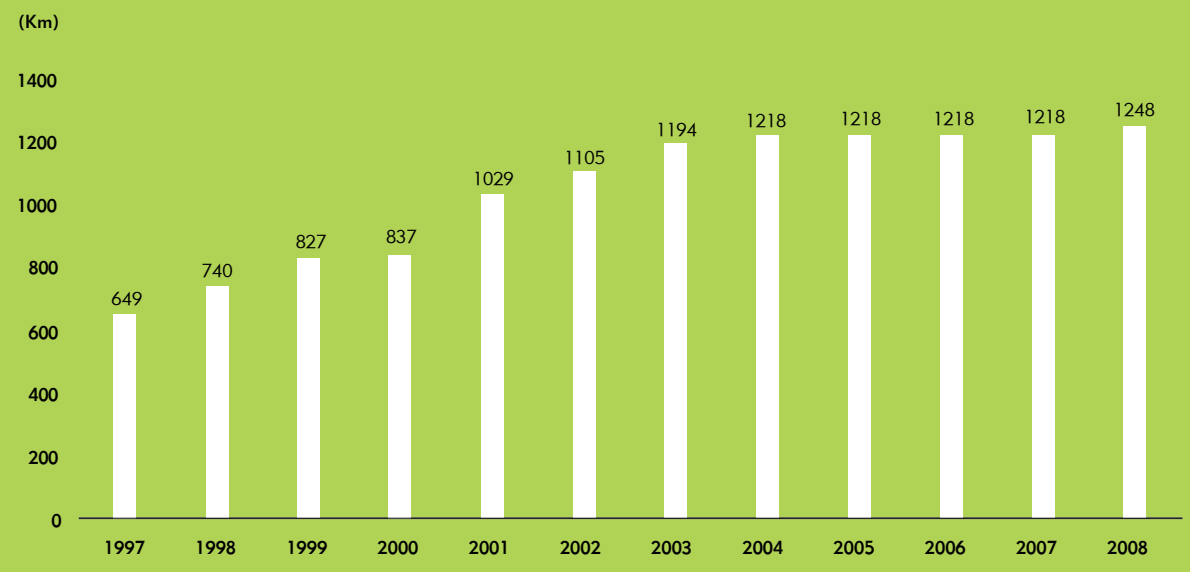
- Gasodutos em AP (alta pressão) = 1 248 km
- Estações de Junção (JCT) = 48
- Estações de Seccionamento (BV) = 41
- Estações de Derivação (ICJCT) = 19
- Estações de Regulação e Medida (GRMS) = 74
- Estações de Transferência de Custódia (CTS) = 1

Os gráficos seguintes ilustram a evolução da infra-estrutura desde o ano de 1997.



Construção de gasoduto

Extensão da Rede de Transporte em AP



Estações da RNTGN



Principais investimentos

No ano de 2008, cumprindo as disposições do enquadramento legal e regulamentar do sector do Gás Natural, constantes do DL 140/2006, a REN Gasodutos propôs o Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT e da RNDGN (PDIR), para o período correspondente aos três anos-gás compreendidos entre 1 de Julho de 2008 e 30 de Junho de 2011.

No âmbito dos projectos de ligação a clientes, durante o ano de 2008 a REN Gasodutos construiu e comissionou um novo gasoduto com cerca de 4,8 km de extensão, assim como uma nova estação, a GRMS 03369, para assegurar o abastecimento ao cliente Air Liquide em Estarreja. Construíram-se, igualmente, os novos ramais que permitem o abastecimento à Repsol e Artensa, em Sines (2,5 km), bem como às novas centrais de ciclo combinado a Gás Natural de Lares e Lavos (23,4 km), na zona da Figueira da Foz.



Vista da construção da CCC Lares

Complementarmente, a REN-Gasodutos, ainda durante o ano de 2008, concluiu e iniciou o licenciamento de diversos projectos inseridos no âmbito do desenvolvimento de novos pontos de ligação à RNTGN, dos quais se destacam pela sua importância, os gasodutos de Leça, Pego, Sines e do Barreiro, promovendo ainda, os respectivos projectos de construção. Também desenvolveu outros projectos, incluídos no referido Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede, como por exemplo o início do projecto para implantação da nova estação de compressão no gasoduto principal (em articulação com o projecto de expansão de capacidade do Terminal de GNL de Sines).



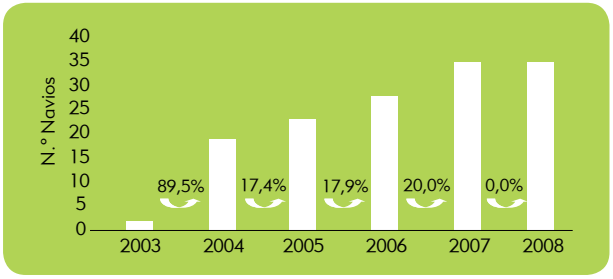
Estação de Regulação e Medida (GRMS)

Recepção, Armazenagem e Regaseificação do Terminal de GNL

Exploração

Descarga de navios

No decorrer do ano de 2008, foram recebidos em Sines 35 navios, ou seja, o mesmo número que em 2007, num total recebido de 30 476 GWh. Todos estes navios metaneiros foram provenientes da Nigéria (NLNG), à excepção de um - LNG Methania - cujo carregamento foi efectuado no Terminal de GNL de Zeebrugge, na Bélgica, no mês de Dezembro.



A carga média descarregada por navio foi de 132 475 m^3 ou 59 mil toneladas de GNL, correspondendo a 904 GWh de energia.

O tempo médio efectivo de descarga por navio, contado desde o momento em que está acostado em segurança e pronto para descarregar (conforme notificação do Comandante do Navio ou do Agente, desde que aceite pelo Terminal) até ser desligado o último braço de carga após conclusão da descarga, foi de 19 horas e 28 minutos.

Não foram recebidas reclamações das partes interessadas, nomeadamente agentes de mercado, empresas de navegação, Autoridade Portuária do Porto de Sines, ou de qualquer outra entidade com as quais a REN Atlântico se relaciona.



Cais de acostagem de navios do Terminal de GNL de Sines

Emissão de GN para a RNTGN

Durante o ano de 2008, foram emitidos para a Rede Nacional de Transporte cerca de 2,5 bcm de GN, perfazendo 30 135 GWh. As entregas de GN a partir de Sines representaram, em 2008, cerca de 57% do total de GN movimentado na Rede Nacional de Transporte.

Durante o ano em análise foi garantida a emissão de GN durante 8 754 horas, de um total anual de 8 784 (ano bissexto), o que equivale a um factor de disponibilidade de 99,65%. A indisponibilidade resultou de 4,5 horas de interrupções não programadas, ou intempestivas, e de duas paragens gerais programadas do Terminal para manutenção, com um tempo de interrupção de 10 e 12 horas respectivamente.

O facto do GNL recebido e processado no Terminal durante o ano de 2008 ter tido, praticamente, uma única proveniência, a plataforma de exploração e liquefacção

de Bonny Island, na Nigéria, garantiu uma notória estabilidade da qualidade e principais características do GN injectado na rede, tendo-se registado um poder calorífico médio anual de 11,91 kWh/m³(n). Todos os parâmetros relevantes de qualidade do GN se mantiveram dentro dos intervalos especificados no Regulamento de Qualidade de Serviço da ERSE.

Apesar da possibilidade de crescimento sustentado do abastecimento a partir de Sines, a actividade do Terminal continua muito condicionada às necessidades de ponta do sistema. Com efeito, é a emissão desta infra-estrutura que, normalmente, assegura a compatibilização das entradas totais de gás na Rede Nacional de Transporte de GN com a modulação de consumo do mercado nacional verificada à saída das respectivas estações de redução de pressão e medida (GRMS), nomeadamente ao nível dos ciclos intra-diário e semanal, uma vez que a entrada de gás por Campo Maior constitui normalmente um valor estável, não sujeito a flutuações significativas. Assim, a emissão média diária registada ao longo do ano foi cerca de 82 GWh (aproximadamente 6,9 Mm³(n)), com um valor máximo de 162 GWh (cerca de 13,6 Mm³(n)) verificado no dia 10 de Setembro.

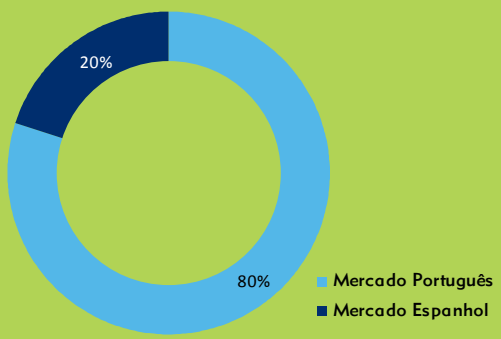
Valores Diários de Emissão para a RNTGN



Enchimento de camiões cisterna

Na actividade de enchimento de camiões cisterna de GNL, em 2008 foram expedidas 2 097 cargas com destino ao mercado ibérico, o que representa um decréscimo global de 8% relativamente ao ano anterior. Este facto resulta exclusivamente da redução do número de cargas enviadas para Espanha, como consequência da entrada em funcionamento do Terminal de GNL da Galiza (Reganosa), uma vez que o consumo de GNL para Unidades Autónomas de Gás (UAG) em Portugal aumentou cerca de 19% em relação a 2007. A quantidade global de GNL expedida, 637 GWh, representa apenas cerca de 2% da energia total movimentada pelo Terminal.

Actividade de Expedição de GNL por Rodovia em 2008



Em 2008 foram comissionadas e colocadas em serviço cinco novas UAG. Importa salientar as perspectivas de continuidade de crescimento desta tecnologia de disponibilização de GN, dada a existência de vários pedidos de licença para instalação de novas unidades em território nacional, em fase de avaliação pelas autoridades competentes.

O transporte de GNL por rodovia continua a ser assegurado por três empresas, nomeadamente J. Barroso (Portugal), Molgas (Espanha) e Transbiela (Espanha).

Principais investimentos

Investimentos e novos projectos

A REN Atlântico definiu um plano de investimentos para o ano de 2008 visando as alterações necessárias à manutenção da continuidade do abastecimento de GN em condições de fiabilidade e segurança. Alguns investimentos são os estudos de adaptação do Terminal

a operações de arrefecimento e enchimento de navios metaneiros, bem como do cais de acostagem a navios de maior porte.

Projecto de Expansão do Terminal de Sines (PETS)

Em Setembro de 2008 foi publicado o anúncio de Concurso Público relativo ao "Projecto de expansão do Terminal de Sines - PETS", na modalidade de preço global, revisível e "chave na mão", para a realização da empreitada de Engenharia, Fornecimento e Construção «Engineering-Procurement-Construction»,igualmente designado por (EPC - PETS, projecto que se estima estar concluído em finais de 2011, e cujos objectivos são:

- Aumento da capacidade nominal de regaseificação e emissão para a RNTGN (emissão máxima 1 350 000 m^3(n)/h);
- Aumento da capacidade de armazenamento de GNL pela construção de um terceiro tanque com um volume de 150 000 m^3;
- Incremento da eficiência operacional do Terminal.

Segurança

Simulacros

Durante o ano de 2008 foram realizados 17 simulacros internos e 2 externos.

Certificação pela Directiva SEVESO

No mês de Junho de 2008, o Sistema de Gestão de Segurança e Prevenção de Acidentes Graves (SGSPAG), directiva SEVESO, da REN Atlântico foi certificado pela APCER.



Armazenamento Subterrâneo

Exploração

Em 2008 foram extraídos 218 GWh e injectados 291 GWh de gás natural nas cavernas da REN Armazenagem, cuja rotação de existências totalizou, assim, 509 GWh. Ao nível da utilização da Estação de Gás, à superfície, a movimentação total de gás natural cifrou-se em 771,4 GWh. No final do ano e comparativamente com a situação verificada no final de 2007, observou-se o seguinte balanço de quantidades armazenadas:

Existências de GN na REN Armazenagem

31-12-2007		31-12-2008		Variação 2007 / 2008 (energia)
Mm^3(n)	GWh	Mm^3(n)	GWh	
70,0	833	75,9	903	8,4%

Notas:
- Os valores indicados não incluem o ***cushion gas***
- Considera-se a equivalência média de 1 Mm^3 (n) <> 11,9 GWh, com base no Poder Calorífico Superior

As quantidades armazenadas no final de 2008 representam um acréscimo de 8,4% relativamente às registadas no final de 2007, acompanhando a necessidade de cumprimento das reservas obrigatórias.

À data de 31 de Dezembro de 2008, as características nominais de capacidades das duas cavernas da REN Armazenagem, em operação, apresentavam os seguintes valores:

Capacidade das Infra-estruturas da REN Armazenagem

Capacidade de Armazenamento	Mm^3(n)	GWh
Cushion gas	73,7	877
Capacidade Técnica Máxima	89,3	1063
Capacidade Comercialmente Disponível	84,3	1003

Notas:
- ***Cushion gas***: volume de gás imobilizado para garantir a pressão de estabilidade estrutural da caverna.
- Capacidade Técnica Máxima: capacidade máxima da caverna, deduzido o valor do respectivo ***Cushion gas***.
- Capacidade Comercialmente Disponível: Capacidade Técnica Máxima deduzida do valor das reservas operacionais atribuídas ao Gestor Técnico Global (engloba as restrições técnicas de utilização da caverna a pressão baixa, condicionada a 1 semana em cada 10 anos).
- Considera-se a equivalência média de 1 Mm^3(n) <> 11,9 GWh, em base de Poder Calorífico Superior.

Construção

Em 2008 prosseguiu o processo de desenvolvimento da caverna TGC-4, agora designada por RENC-4. A construção desta infra-estrutura está a decorrer de acordo com o planeado, tendo-se terminado a fase de lixiviação, à qual se seguirá o enchimento com gás natural e consequente colocação em serviço no primeiro semestre de 2009. O volume geométrico desta caverna é de 659 000 m^3, a que corresponde uma capacidade técnica máxima de aproximadamente 60 $Mm^3(n)$, ou cerca de 720 GWh, de gás natural. Em Abril de 2008 teve início a lixiviação de uma caverna para a Transgás Armazenagem (TGC-2).



Vista Geral da Estação de Gás

Principais Investimentos

No futuro próximo prevê-se um aumento significativo do investimento nesta infra-estrutura, decorrente das fases finais de colocação em operação da caverna RENC-4, a ocorrer durante o primeiro semestre de 2009. Para este efeito, será necessário proceder à aquisição do respectivo ***cushion gas***, bem como à locação do gás final de enchimento, acções que serão concretizadas através de um processo competitivo baseado em leilão específico, a realizar pelo OMIP. Neste sentido, foram emitidas em Novembro de 2008 cartas de convite de participação para todas as comercializadoras de gás natural presentes em Portugal e Espanha.

Para além deste contributo, realça-se, também, o esforço de investimento a desenvolver não só para o aumento continuado da oferta de capacidade de armazenamento mas, também, para o reforço das capacidades de injecção e de extracção de gás, ao nível da Estação de Gás, à superfície.

5.5.3. Sistemas de informação

O ano de 2008 caracterizou-se pelo desenvolvimento e conclusão de projectos que se apresentavam como fundamentais para o Grupo REN.

Estes projectos abrangeram as diversas vertentes tecnológicas da área de Sistemas de Informação, designadamente Telecomunicações e Informática.

Na Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS), tendo em vista o reforço dos meios de gestão e manutenção centralizada dos sistemas críticos da RNT (Protecções, Comando e Controlo, Gestor do Sistema e Telecontagem) foram lançados os seguintes projectos:

- Remodelação e expansão da Rede de Voz (Centrais Telefónicas) a novas subestações e edifício administrativo de Ermesinde.
- Implementação do serviço telefónico do edifício sede do Grupo com utilização de tecnologia Voz sobre IP (VoIP), oferecendo novas funcionalidades de utilização.
- Reforço e expansão da infra-estrutura de Transmissão SDH/DWDM das Redes Nacionais de Transporte de Electricidade e Gás.
- Remodelação da Rede de Feixes Hertzianos, com ***upgrade*** para integração na rede de transmissão SDH.
- Renovação e reforço da rede de Teleprotecções, com ***interfaces*** de alto débito, e sua integração nos sistemas de gestão em exploração.

Procedeu-se também à instalação e remodelação de sistemas de videoconferência, dotando todas as instalações administrativas do Grupo REN com tecnologia multimédia de última geração, em alta definição. Este projecto incluiu ainda a implementação de uma plataforma centralizada de gestão (monitorização e agendamento automático), multiconferências e gravação.

No âmbito dos Sistemas de Informação Corporativos, e de forma a cumprir com os objectivos de optimização de recursos, foram lançados diversos projectos estruturantes, designadamente:

- Novo "site" institucional do Grupo REN, recorrendo à nova plataforma Portal Empresarial.
- Entrada em serviço da nova Plataforma de Acesso Corporativo à Internet.
- Implementação da componente funcional do ERP do Grupo REN, consolidando os vários sistemas

existentes nas empresas numa arquitectura de "Metro Cluster".
- Estudos e início da implementação do projecto do novo SIG - Sistema de Informação Geográfica.
- Reforço das infra-estruturas e sistemas no *Datacenter* de Sacavém.
- Criação de infra-estruturas de *Disaster Recovery System* das plataformas Exchange e SQL.
- Colocação em produtivo do sistema *Wireless Lan* no edifício sede da REN.
- Colocação em produtivo da plataforma multimédia REN TV.
- Estudo e início da implementação do projecto do novo sistema de gestão documental.

Prosseguindo a política de optimização dos meios de gestão, controlo e manutenção dos Sistemas de Informação, procedeu-se ao reforço e descentralização das infra-estruturas do *Helpdesk*, com a criação no Edifício Sede de um novo pólo de atendimento e supervisão.

No âmbito dos Sistemas de Informação, foram, ainda, efectuados estudos sobre a evolução do serviço telefónico do Grupo e migração do sistema operativo base da plataforma informática corporativa.

5.5.4. REN Trading

No âmbito da gestão dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, a REN Trading adquire a energia eléctrica e serviços de sistema às centrais do Pego e da Turbogás. O controlo diário da informação relevante para a formação dos encargos e a validação da facturação envolvida é da responsabilidade do departamento de Gestão de Contratos, que também acompanha o mercado de licenças de emissão de CO_2, fazendo a gestão das alocações e obrigações legais das centrais neste âmbito. Nesta actividade há também que acompanhar os mercados de combustíveis (carvão e gás natural) e seus indexantes, para além do Acordo de Gestão de Consumos de Gás Natural (AGC) estabelecido com a GALP Gás Natural, S.A.

No âmbito da Gestão de Contratos, iniciou-se este ano a actuação no mercado europeu de licenças de emissão (ETS - *Emissions Trading Scheme*). Cabe à REN Trading gerir as licenças de emissão de CO_2 e estabelecer uma estratégia de gestão do carbono para as duas centrais com CAE. Assim, estabeleceram-se diversos contratos com entidades envolvidas no mercado de licenças de CO_2 tendo em vista a compra e venda de licenças, bem como a realização de operações de *Swap* de EUA (*European Unit Allowances*) por CER (*Certified Emissions Reductions*). A REN Trading foi a segunda entidade portuguesa a tornar-se membro da bolsa de transacções spot "Bluenext", líder de mercado, e a primeira a aderir à "Nord Pool" (onde também se transaccionam licenças de emissão em futuros/*forwards*).

A venda de energia eléctrica, actividade desenvolvida pelo departamento de Comercialização, é maioritariamente efectuada através da actuação no Mercado Ibérico de Electricidade (colocação de ofertas de venda diárias no OMEL).

Por decisão do Ministério da Economia e Inovação, durante o ano de 2008, a REN Trading vendeu alguma energia através do mecanismo de leilões de Direitos de Capacidade Virtual de Produção de Electricidade, designados por VPP (*Virtual Power Plants*). Neste contexto, foram colocadas à disposição dos agentes de mercado, potências eléctricas entre os 150 MW e os 250 MW, no período de Fevereiro a Dezembro de 2008.

Houve também uma participação activa no mercado de Serviços de Sistema em Portugal. Neste mercado, o Gestor de Sistema contrata regulação secundária (telerregulação) e/ou regulação terciária (variação de carga em tempo real), ambos serviços essenciais à correcta exploração técnica do sistema eléctrico.

Tratando-se a REN Trading de uma empresa de âmbito regulado, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) estabeleceu no seu Despacho n.º 6/2008, de 8 de Abril, um conjunto de incentivos relativos às actividades reguladas, que definem metodologias de partilha, entre os consumidores de energia eléctrica e a REN Trading, dos benefícios resultantes das actividades reguladas. Os incentivos estão relacionados com diversas vertentes de actuação da empresa, tais como a optimização das vendas da energia das centrais, ou a minimização dos custos de aquisição de gás natural ou das licenças de emissão de CO_2.

5.5.5. RENTELECOM - Comunicações, S.A.

O Grupo REN está presente no negócio das telecomunicações através da RENTELECOM. Esta sociedade, criada para rentabilizar a capacidade excedentária da Rede de Telecomunicações de Segurança

da REN Eléctrica, alargou a sua actividade às restantes empresas do Grupo, particularmente à REN Gasodutos.

Para garantir a sua sustentabilidade num mercado tão competitivo como o das telecomunicações, a RENTELECOM desenvolveu acções no sentido de reforçar a diversificação da sua oferta de serviços, compensando desse modo a quebra de receitas verificada nos segmentos de fibra óptica escura (devido ao aumento significativo da oferta existente) e serviços prestados ao Grupo REN. Esta medida produziu os efeitos previstos, uma vez que permitiu superar os objectivos de vendas traçados para o ano de 2008.

Verificou-se um aumento nos serviços de consultoria em tecnologias de informação e comunicação em projectos com sociedades promotoras de parques eólicos, centrais de cogeração e de ciclo combinado - produção em regime especial. A facturação deste segmento de mercado duplicou face ao ano de 2007, quer na componente de implementação de sistemas de telecomunicações, quer no estabelecimento de contratos de manutenção.

A exploração de espaços técnicos, e em particular o serviço de *housing*, manteve o seu crescimento, beneficiando da recuperação de débitos anteriores e da celebração de novos contratos com entidades dentro e fora do sector energético.

De referir ainda a celebração de novos contratos, nomeadamente nos serviços de voz e de dados, provenientes de negociações de anos anteriores, assim como do aluguer de circuitos a empresas de telecomunicações.

O ano de 2008 foi ainda marcado pela elaboração de diversas propostas ao mercado energético e outros, pelo que, caso se concretizem, contribuirão para um aumento substancial das receitas provenientes do segmento de *housing*.

No que respeita a recursos humanos, o contrato de cedência estabelecido no Grupo foi ainda suficiente para suprir as necessidades de 2008, não tendo havido, por isso, necessidade de contratar pessoal adicional.

Para 2009, e considerando as dificuldades do mercado das telecomunicações, prevê-se um crescimento da actividade da RENTELECOM, assente nas contratualizações recentemente realizadas e na perspectiva de celebração de novos contratos, dentro e fora do sector energético.

5.5.6. OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.

O OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.G.M.R., S.A. é a entidade gestora responsável pela organização do pólo português do MIBEL, assegurando a gestão do respectivo mercado de derivados, conjuntamente com a OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C.C., S.A., sociedade constituída e detida na totalidade pelo OMIP, a qual assegura as funções de Sistema de Liquidação, Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no Mercado de Derivados do MIBEL.



O OMIP é detido em 90% pela REN - Redes Energéticas Nacionais S.G.P.S., S.A. e tem uma participação cruzada de 10% dos respectivos capitais com o OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia - Pólo Español, S.A.

O exercício de 2008 fica marcado, no plano societário, pelas significativas alterações que as sociedades gestoras OMIP e OMIClear tiveram de efectuar de modo a cumprir, em termos de *compliance*, com todos os requisitos decorrentes da transposição para o ordenamento jurídico português da Directiva 2004/39/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de Abril de 2004, relativa aos mercados de instrumentos financeiros (DMIF).

Assim, o Conselho de Administração deliberou adoptar a passagem do Mercado de Derivados do MIBEL a Mercado Regulamentado, transformando a sociedade gestora em Sociedade Gestora de Mercado Regulamentado, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 357-C/2007, de 31 de Outubro. A escolha visou dotar o Mercado e o seu funcionamento dos mais elevados requisitos, solidez, rigor, isenção e transparência, de modo a consolidar e incrementar a confiança dos agentes, colocando o OMIP no mesmo plano que os principais mercados congéneres, como são os casos da Nord Pool, EEX e ENDEX.

O processo de transformação implicou um importante e estimulante desafio de adaptação para o OMIP e para a OMIClear, com o desenvolvimento de um conjunto de medidas de âmbito societário, regulatório, financeiro e operacional, destacando-se:

- A modificação dos estatutos do OMIP e da OMIClear.
- O aumento do capital social do OMIP e da OMIClear, respectivamente para 2.500.000 EUR e 3.000.000 EUR. No primeiro caso com recurso a incorporação de reservas e no segundo por subscrição do accionista único (OMIP).
- Alteração das Regras do Mercado (Regulamentos, Circulares e Avisos).
- Adopção de um Código Deontológico, o qual prevê a existência de um Comité de Ética, que zelará pela sua observação e cumprimento.

No plano do desenvolvimento do negócio, no exercício de 2008 deu-se sequência à estratégia de promoção da liquidez no Mercado de Derivados do MIBEL iniciada nos anos anteriores, através do aumento dos volumes negociados e do número de Participantes, bem como da diversificação dos produtos e serviços prestados. Nesse sentido, são de destacar os seguintes projectos e iniciativas:

- Desenvolvimento do terminal de negociação OMIPlus, o qual se constituiu como uma ferramenta operacional de referência para os operadores.
- Forte aposta em acções de *marketing* junto dos participantes e potenciais interessados, tendentes a promover a imagem do OMIP e da OMIClear como operadores de referência no âmbito dos produtos a prazo do MIBEL.
- Estabelecimento de um esquema original de descontos nas comissões de negociação baseado na actividade dos participantes.
- Celebração de contratos de Criação de Mercado o RBS Sempra Energy Europe e a EGL España, S.L.
- Melhorias operacionais para a actuação dos participantes, nomeadamente o alargamento do horário de negociação e a revisão, em baixa, dos valores das garantias exigidas pela câmara de compensação.
- Alargamento do horizonte temporal coberto pelos produtos negociados, com o lançamento do contrato "Ano + 2".
- Realização de leilões de capacidade virtual de produção (*Virtual Power Plant* - VPP) e correspondente liquidação, compensação e gestão de garantias.
- Realização de leilões para atribuição de capacidade de injecção de potência produzida em centrais eólicas na rede eléctrica de serviço público.

Excertos do ecrã de negociação referido no texto



Os resultados obtidos no Mercado de Derivados do MIBEL traduzem uma evolução positiva dos principais indicadores de actividade, nomeadamente o número de membros, os volumes e o valor nocional transaccionados:

	2008	2007
Volume transaccionado (TWh)	32	25
Valor nocional negociado (M€)	1 963	1 205
Número de participantes	38	34

Relativamente aos membros, no final de 2008 tinham aderido ao Mercado de Derivados do MIBEL 38 entidades, nas diferentes modalidades de Membro Negociador (Conta Própria, Conta de Terceiros e Conta Própria e de Terceiros), Membro Compensador (Geral e Directo), Agente de Liquidação Física e Agente de Liquidação Financeira. Salienta-se a grande diversidade das proveniências dos participantes (Espanha, Portugal, Reino Unido, Suíça, Alemanha, Bélgica e Estados Unidos) o que constitui um sinal muito positivo sobre o grau de afirmação do OMIP e da OMIClear.

Membros do OMIP e OMIClear no final de 2008

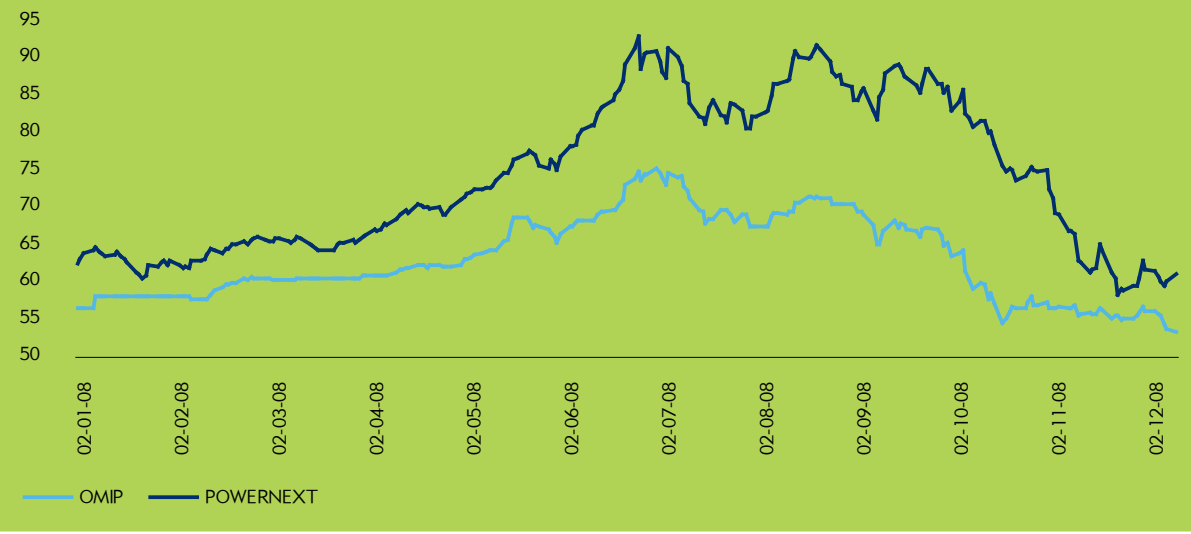


No que respeita aos preços dos contratos negociados no mercado de derivados do MIBEL, verificou-se uma evolução fortemente correlacionada dos preços do OMIP e da sua congénere Powernext, de que se apresentam exemplos dos contratos anuais e trimestrais. Salienta-se, ainda, o facto dos preços no MIBEL terem sido inferiores aos verificados em França no contrato Ano-2009, tendência que se verificou a partir de Maio nos contratos do trimestre seguinte.

Para o exercício de 2009 perspectivam-se importantes desafios, designadamente a prossecução da estratégia de reforço da actividade do mercado de derivados do MIBEL, bem como a diversificação das actividades através da prestação de outros serviços, como a realização de leilões.

No plano societário, prevê-se a concretização do operador ibérico OMI, que será constituído por integração do OMIP e do OMEL, operador do mercado à vista do MIBEL.

Preços do contrato Ano-2009 no OMIP e Powernext



Preços do contrato "Trimestre seguinte" no OMIP e Powernext



5.6. Evolução económica e financeira

Aspectos importantes da actividade no ano

O ano de 2008 foi o primeiro exercício completo em que as contas da REN reflectem quase exclusivamente os resultados do seu *core business*, a saber, o transporte de energia eléctrica e o transporte, armazenagem e regaseificação de gás natural. Com efeito, perderam relevância nas contas os resultados do *trading* de energia, em virtude da cessação da quase totalidade dos Contratos de Aquisição de Electricidade (CAE) em 1 de Julho de 2007, e a remuneração de terrenos das centrais hídricas (em virtude da regularização do deficit do período 1999-2003).

A partir de Abril de 2008, a REN deixou de ter no seu balanço o deficit tarifário, historicamente associado à actividade de compra e venda de energia dos CAE e das renováveis, e ao deficit de remuneração dos terrenos relativo ao período 1999-2003.

De realçar ainda que, durante o exercício de 2008, deu-se o início operacional da actividade da REN Serviços, empresa para a qual foram destacados cerca de 25% dos recursos humanos totais do Grupo.

O resultado líquido do exercício situou-se em 127,4 M€, dos quais 94,2 M€ gerados na área de electricidade, 34,3 M€ na área do gás natural, e -1,1 M€ nas outras actividades do Grupo (SGPS, telecomunicações, OMIP e OMIClear e REN Serviços).

Demonstração dos resultados consolidada

O quadro seguinte mostra a demonstração de resultados da REN em 2008 e em 2007:

Demonstração dos resultados (Un.:M€)

Rubricas	2008	2007
Vendas e prestações de serviços	494,4	554,7
Outros proveitos operacionais	103,9	47,0
Anulação de provisões		40,7
Ganhos em *joint ventures* do gás	9,1	8,9
Proveitos operacionais	607,4	651,3
Custos com o pessoal	(49,7)	(42,6)
Fornecimentos e serviços externos	(78,9)	(145,5)
Outros custos operacionais	(84,1)	(48,6)
Amortizações	(129,7)	(123,9)
Constituição de provisões	(28,1)	(25,8)
Custos operacionais	(370,5)	(386,4)
Resultado operacional	**236,9**	**264,9**
Amortizações	129,7	123,9
EBITDA	**366,6**	**388,9**
Resultados financeiros	(65,0)	(77,5)
Resultado antes de impostos	**171,9**	**187,4**
Imposto sobre o rendimento	(44,6)	(42,3)
Resultado líquido no exercício	**127,4**	**145,2**

Como se pode concluir do quadro anterior, verificou-se em 2008 uma redução de resultados operacionais, e uma melhoria de resultados financeiros, relativamente ao ano de 2007.

O resultado operacional do ano 2008 foi de 236,9 M€, o que representa um decréscimo de 28 M€ relativamente ao valor de 2007. Esta variação é explicada pela diminuição de ganhos comerciais associados aos CAE (-11,1 M€), pela redução da remuneração dos terrenos (-6,1 M€) e pelos efeitos conjugados dos items extraordinários de 2007 e 2008.

O resultado financeiro melhorou em 12,5 M€, fruto principalmente da redução de encargos financeiros líquidos permitida pelo recebimento do défice tarifário (em Abril de 2008).

Análise dos proveitos e custos operacionais

As Vendas e Prestações de Serviços foram de 494,4 M€, o que equivale a uma redução de 60,3 M€ relativamente ao exercício anterior. Esta redução é explicável pelo facto de os serviços de sistema terem deixado (na sua quase totalidade) de passar pelas contas da REN (passando a ser saldadas directamente entre os agentes do mercado). Também a redução dos ganhos comerciais (-11 M€) contribuiu para a diminuição das Vendas e Prestações de Serviços.

Nos Outros Proveitos Operacionais há a salientar o proveito extraordinário de 67 M€ resultante do impacto em IFRS do recebimento do valor do deficit dos terrenos, o que explica o aumento desta rubrica de proveitos. Isto apesar da redução (em 3,6 M€) dos proveitos com a remuneração dos terrenos.

Nos custos operacionais há a destacar os Fornecimentos e Serviços Externos, que em 2008 se situaram em 78,9 M€, os Custos com o Pessoal, que ascenderam a 49,7 M€, e as Amortizações, que atingiram 129,7 M€.

A redução do valor dos FSE em relação a 2007 reflecte o facto, já assinalado, de os serviços de sistema, terem deixado, na sua quase totalidade, de ser um custo e um proveito da REN a partir da segunda metade de 2007. É portanto a contrapartida de idêntica redução nas vendas e prestações de serviços.

As amortizações do segmento da electricidade apresentam um crescimento de 7,3%, relativamente ao ano anterior, fruto do acréscimo de investimento concluído em 2008. Este acréscimo foi de apenas 1% no gás devido ao facto de o esforço de investimento iniciado este ano não ter ainda registado passagens para exploração de montantes elevados.

O quadro seguinte mostra como se repartem as três grandes rubricas de custos operacionais por segmento de negócio.

Rubricas	Electricidade	Gás	Outros	Totais
Fornecimentos e serviços externos	35.710	36.415	6.764	78.889
Custos com o pessoal	23.483	9.689	16.569	49.742
Amortizações	84.710	44.335	677	129.721

A variação de provisões (+28,1 M€) resulta da criação de uma provisão para cobrir desvios tarifários, a devolver ao sistema através da tarifa no ano de 2010.

Evolução do Balanço

Em termos sintéticos, o balanço da REN é apresentado no quadro seguinte.

(Un.:M€)

Rubricas	2008	2007
Activos fixos líquidos	3.179,7	3.086,1
Activos fixos tangíveis	2.847,2	2.654,8
Activos intangíveis	3,8	3,8
Propriedades de investimento	328,7	427,6
Activos financeiros disponíveis para venda	86,9	59,6
Participação em *joint ventures*	9,7	9,0
Provisões	(104,0)	(58,9)
Capital circulante líquido	(54,6)	140,3
Outros	(368,0)	(298,8)
Capital investido	**2.749,8**	**2.937,4**
Dívida financeira	1.835,6	2.054,9
Leasings	3,9	2,2
Caixa e equivalentes de caixa	(101,4)	(125,9)
Dívida líquida	**1.738,1**	**1.931,2**
Interesses minoritários	0,6	0,6
Capital próprio	1.011,1	1.005,8
Fundos de accionistas	**1.011,7**	**1.006,3**

A rubrica de "activos fixos líquidos" inclui os imobilizados em curso, que atingiram €235,6 em 31 de Dezembro de 2008, contra 160,3 à mesma data em 2007.

Para efeitos do cálculo dos proveitos regulados, os activos líquidos relevantes foram, em 2008, de 1676,3 milhões para a electricidade e de 928,3 milhões para o gás. Estes valores resultam da média mensal dos activos regulatórios ao longo do ano.

Para efeitos do apuramento dos activos regulatórios, os quais servem de base ao cálculo do resultado permitido, deduz-se ao valor dos activos em exploração o valor dos

activos não regulados e o valor líquido dos subsídios ao investimento.

Nos activos financeiros disponíveis para venda, avulta a aquisição, em 2008, da participação de 1% do capital social da Enagás por 43,2 M€. O valor registado no balanço a 31 de Dezembro de 2008, de 86,9 milhões de euros, expressa a revalorização das participações na REE e Enagás à cotação de mercado a 30 de Dezembro, o que levou a uma correcção de -15,8 M€ nos capitais próprios.

No balanço sintético o déficit e os desvios tarifários são reflectidos nas rubricas de Capital Circulante Líquido e de Propriedades de investimento. Assim, a redução dos valores dessas duas rubricas do activo, entre 31 de Dezembro de 2007 e 31 de Dezembro de 2008, reflecte o recebimento, em Abril de 2008, do valor integral do défice tarifário da REN à data de 31 de Dezembro de 2007, no montante de 466,2 M€.

Em contrapartida da redução daquelas rubricas do activo, o recebimento do deficit tarifário permitiu a redução da dívida líquida da REN, apesar do elevado esforço de investimento durante o exercício de 2008.

Investimento

Durante o ano de 2008, o investimento em imobilizado corpóreo realizado pela REN ascendeu a 313,5 milhões. Se a este valor acrescermos o valor da aquisição da participação no capital da Enagás (43,2 M€) o valor do investimento ascende a 356,7 M€.

O valor do investimento em imobilizado corpóreo resulta de 45,0 milhões na área do gás e 268,1 milhões na área da electricidade. A desagregação do total investido pelas suas principais componentes é apresentada no quadro seguinte:

(Unidade: Mil euros)

Sectores	Investimento Total
Área da electricidade	268.135
Subestações	150.625
Linhas	94.702
Telecomunicações	3.999
Outros	18.809
Área do gás	45.033
Outros	298
Total	313.465

Os principais investimentos da área do gás são relativos ao reforço de ligações à rede de distribuição com vista a fazer face aos aumentos de consumo, à finalização dos trabalhos de construção da caverna TGC-4, a diversos projectos de engenharia de detalhe para desenvolvimento de novos pontos de ligação à RNTGN e para melhoria da segurança operacional, bem como ao projecto do terceiro tanque de armazenagem, infra-estrutura essencial para a flexibilização do uso do terminal.

Financiamento e dívida

Em 2008 concretizaram-se três importantes objectivos no âmbito da gestão financeira do Grupo REN: (i) a centralização da dívida do Grupo na REN SGPS; (ii) a gestão das necessidades de financiamento e disponibilidades do Grupo numa óptica integrada; (iii) a extensão da maturidade média da dívida do Grupo.

A concretização do primeiro objectivo passou pela transmissão da dívida das subsidiárias REN Eléctrica e REN Gasodutos para a REN SGPS. No actual modelo de gestão centralizada da dívida do Grupo, a REN SGPS financia-se no exterior garantindo a satisfação das necessidades de financiamento das suas subsidiárias através da concessão de empréstimos internos.

Além da centralização da dívida, assegurou-se igualmente uma gestão centralizada da tesouraria do Grupo. A REN SGPS surge, agora, como o interlocutor único do Grupo (com excepção da REN Atlântico por se tratar de um *Project Finance*) perante o exterior, cabendo-lhe exclusivamente tomar as decisões de financiamento e investimento de fundos do Grupo.

A extensão da maturidade da dívida foi alcançada através da contratação de dívida de médio/longo prazo, nomeadamente: (i) um novo empréstimo ao BEI com o montante de 250 M€, direccionado para o financiamento de investimentos no negócio da electricidade; (ii) uma emissão obrigacionista no mercado de capitais internacional com o montante de 500 M€, realizada ao abrigo do programa EMTN (*European Medium Term Notes*) da REN SGPS.

A emissão obrigacionista realizada em Dezembro de 2008 foi o culminar de um processo iniciado com a obtenção das notações de *rating* internacional da REN SGPS junto da Standard & Poor's e da Moody's , e que incluiu a constituição de um programa de EMTN.

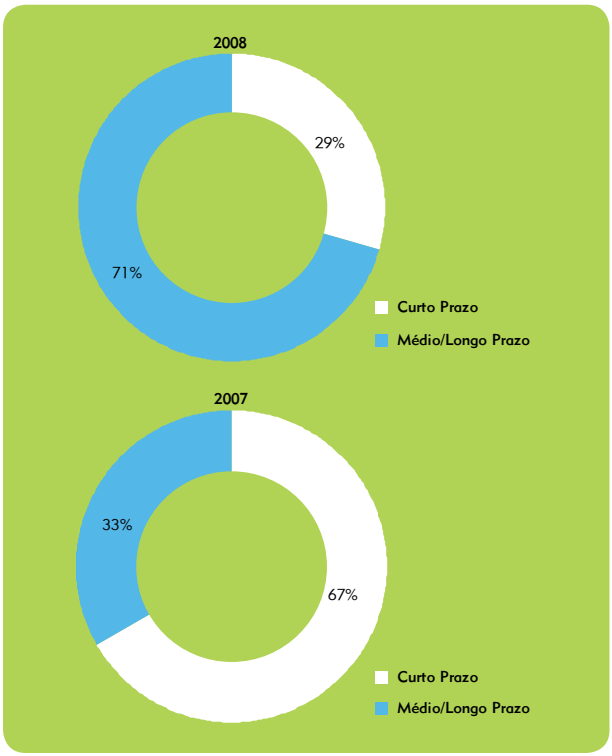
A dívida líquida consolidada do Grupo REN ascendia, no final de 2008, a 1.738,1 M€, tendo registado um

decréscimo de 193 M€ (10,0%) face a 2007. Esta redução justifica-se pelo encaixe financeiro de 466 M€, realizado em Abril de 2008, relativo à recuperação do défice tarifário do negócio da electricidade.

Dívida Financeira (M€) (IFRS)	2008	2007	Variação Absoluta	Variação %
Dívida Financeira Líquida	1.738,1	1.931,2	-193,0	-10,0%
Dívida Bruta	1.839,6	2.057,1	-217,5	-10,6%
Disponibilidades	101,4	125,9	-24,5	-19,4%

A celebração do novo contrato de financiamento junto do BEI, em Novembro de 2008, com uma maturidade de 17 anos, e a emissão obrigacionista inaugural da REN SGPS, realizada em Dezembro, pelo prazo de 5 anos, vieram alterar significativamente a estrutura da dívida do Grupo.

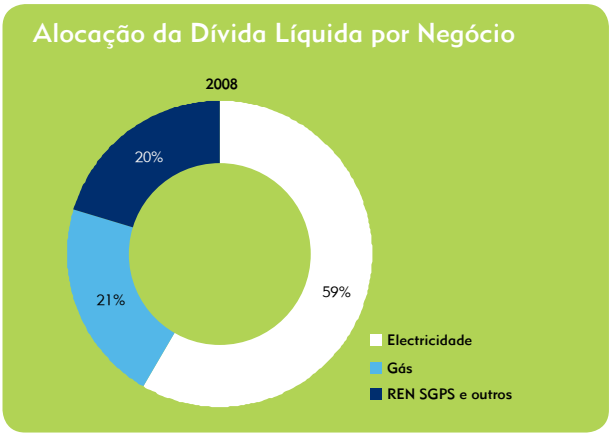
A extensão da maturidade média da dívida, além de garantir uma maior adequação do perfil temporal da dívida à natureza de longo prazo dos activos do Grupo, veio permitir a redução do risco de refinanciamento.



A contratação destes financiamentos veio ainda introduzir um importante elemento de equilíbrio e de diversificação nas fontes de financiamento do Grupo. O peso do papel comercial na dívida bruta baixou de 78%, em 2007, para 35,4%, em 2008.

Fontes de Financiamento (M€)	2008	2007	Variação Absoluta	Variação %	Peso (%) 2008
Papel Comercial	649,0	1606,0	-957,0	59,6%	35,4%
Empréstimos Bancários	640,5	425,8	214,7	50,4%	34,9%
Empréstimos Obrigacionistas	500,5	0,0	500,0	n.a.	27,3%
Descobertos Bancários	41,9	23,7	17,3	73,1%	2,2%
Locações Financeiras	3,9	2,2	1,8	82,0%	0,2%

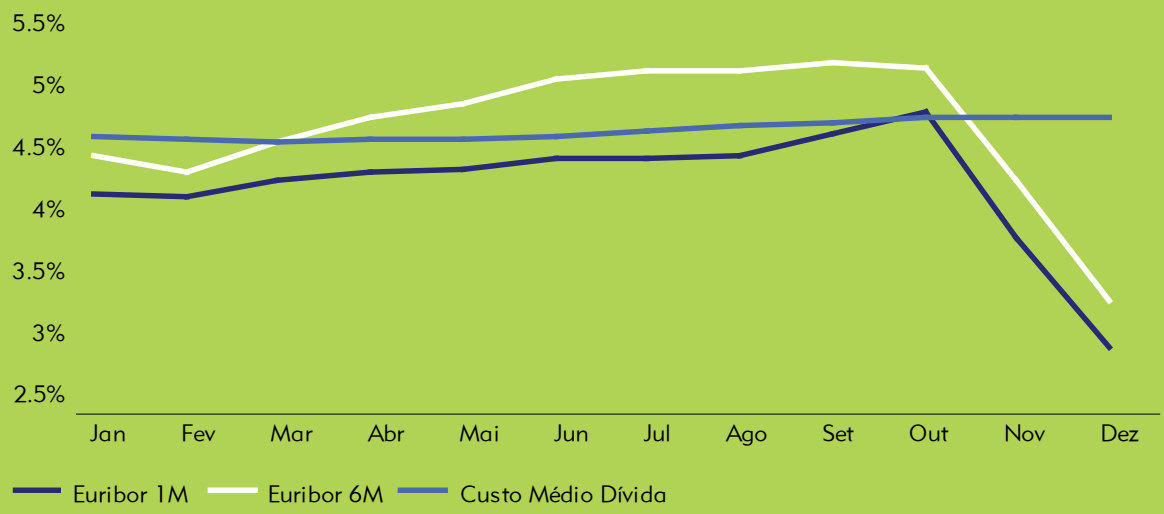
O negócio da electricidade tem alocado cerca de 59% da dívida do Grupo, cabendo o valor remanescente ao negócio do gás e à REN SGPS em partes sensivelmente iguais.



Em 2008, os custos do financiamento líquido do Grupo conheceram uma redução da ordem do 8,3 M€ face a 2007 (de 84,5 M€ para 76,2 M€). Este decréscimo resultou fundamentalmente da redução da dívida proporcionada pelo já referido encaixe do montante do défice tarifário.

No que respeita ao custo médio da dívida bruta do Grupo, em 2008 registou-se um agravamento da ordem dos 38 b.p. face ao ano anterior (em 2007 o custo da dívida bruta situou-se nos 4,42% p.a., tendo subido para 4,80% p.a. em 2008). Este agravamento justificou-se, fundamentalmente, pela subida generalizada das taxas de juro registada em 2008.

Evolução das taxas de juro e do custo médio acumulado da dívida em 2008



Sublinhe-se que as notações de *rating* da REN SGPS atribuídas pela Standard & Poor's e Moody's são, respectivamente, A+ e A2, ambas com "Stable Outlook".

Posteriormente ao fecho do exercício, no início de Fevereiro de 2009, deu-se sequência ao processo de reestruturação da dívida do Grupo através de nova intervenção no mercado de capitais internacional, consubstanciada no lançamento de uma tranche adicional de 300 M€, fungível com a emissão obrigacionista de Dezembro de 2008, elevando-se o montante da emissão para um total de 800 M€.

Resultado do exercício e resultado por acção

O resultado líquido do exercício foi de 127,4 M€, e o correspondente valor antes de impostos, foi de 171,9 M€. Assim, a taxa efectiva de imposto cifrou-se em 25,9%.

Considerando o actual número de acções 534 milhões, conclui-se que o resultado por acção foi de €0,24.

5.7. Considerações finais e perspectivas para 2009

Perspectivas para o ano de 2009

No ano de 2009 a actividade do Grupo REN será caracterizada por um elevado esforço de investimento, extensivo às áreas de negócio da electricidade e do gás natural. Esse investimento concentrar-se-á sobretudo em infra-estruturas indispensáveis para a realização da Estratégia Nacional para a Energia. Assim, na área de electricidade, o maior esforço incidirá nos domínios da ligação a novos centros de produção eléctrica, a partir de recursos renováveis, da expansão do parque de centrais de ciclo combinado a gás natural, de aumento da capacidade de interligação com Espanha, e de densificação da rede em território nacional. Na área do gás natural, avulta o projecto de expansão da capacidade do terminal de GNL em Sines.

Prosseguirá igualmente o esforço de racionalização dos custos, quer de funcionamento, quer de investimento, assegurando, em permanência, um elevado padrão de qualidade serviço. Esse esforço torna-se tanto mais imperioso dado que o novo quadro regulatório do transporte de electricidade introduziu incentivos à redução dos custos operacionais e de investimento.

Na perspectiva da contenção/redução de custos de funcionamento, foi lançado um projecto específico para a área de *back-office* - o Projecto SINERGIAS - que identificará oportunidades de aumentar a eficiência dos processos e dos recursos da REN Serviços.

No domínio do financiamento, o Grupo REN vai prosseguir o programa de reestruturação da sua dívida, aumentando a sua maturidade e efectuando uma criteriosa

gestão dos riscos - designadamente de taxa de juro e de liquidez. A gestão prudente e proactiva dos riscos é ainda mais importante na fase de instabilidade financeira que tem caracterizado - e continuará a caracterizar em 2009 - os mercados de capitais.

Irá, durante 2009, iniciar-se o trabalho de revisão do actual modelo regulativo do Gás, com vista a propor à ERSE algumas alterações resultantes da experiência adquirida com o funcionamento do primeiro período regulatório das actividades de transporte e armazenagem de gás natural.

Finalmente, a REN prosseguirá o seu esforço de contribuir para o avanço do mercado europeu de energia, domínio em que tem estado na primeira linha ao nível do debate e da definição de prioridades para os operadores de transporte de energia ao nível da União.

Nota Final

O Conselho de Administração expressa o seu reconhecimento a todos os que, ao longo do exercício de 2008, 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 e confiança demonstrada nos mais diversos momentos da vida da Empresa.

À Comissão de Auditoria, ao Revisor Oficial de Contas e ao Auditor Externo, pela colaboração fundamental prestada, o Conselho de Administração manifesta o seu profundo agradecimento.

Lisboa, 20 de Fevereiro de 2009

O Conselho de Administração

José Rodrigues Pereira dos Penedos
Aníbal Durães dos Santos
Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Rui Manuel Janes Cartaxo
Fernando Henrique Viana Soares Carneiro
Luís Maria Atienza Serna
Gonçalo José Zambrano de Oliveira
Manuel Carlos Mello Champalimaud
José Isidoro d'Oliveira Carvalho Netto
Filipe Maurício Botton
José Luís Alvim Marinho
José Frederico Vieira Jordão
Fernando António Portela de Rocha Andrade




REN

Demonstrações financeiras consolidadas



6. Demonstrações financeiras consolidadas

Balanço Consolidado

(Unidade: Mil euros)

	Nota	31 de Dezembro 2008	2007
Activo			
Não corrente			
Activos fixos tangíveis	7	2.847.243	2.654.320
Goodwill	8	3.774	3.774
Propriedades de investimento	9	328.680	427.599
Interesses em "Joint ventures"	10	9.716	9.025
Activos por impostos diferidos	11	46.147	19.416
Activos financeiros disponíveis para venda	13	86.924	59.567
Clientes e outras contas a receber	14	90.393	100.264
		3.412.876	**3.273.965**
Corrente			
Existências	15	8.364	3.073
Clientes e outras contas a receber	14	263.856	511.457
Imposto sobre o rendimento a receber		-	15.354
Depósitos de garantia recebidos	16	35.604	39.765
Instrumentos financeiros derivados	17	876	
Caixa e equivalentes de caixa	18	101.431	125.920
		410.131	**695.569**
Total do Activo		**3.823.007**	**3.969.534**
Capital Próprio			
Capital e reservas atribuíveis aos detentores de capital			
Capital social	19	534.000	534.000
Acções próprias	19	(6.619)	
Outras reservas	20	164.160	152.591
Resultados acumulados	20	192.156	174.033
Resultado atribuível a detentores de capital		127.405	145.150
		1.011.102	**1.005.774**
Interesses minoritários		574	555
Total capital próprio		**1.011.676**	**1.006.329**
Passivo			
Não corrente			
Empréstimos	21	1.298.530	687.169
Passivos por impostos diferidos	11	92.333	178.345
Obrigações de benefícios de reforma e outros	22	45.198	28.016
Provisões para outros riscos e encargos	23	33.524	30.853
Fornecedores e outras contas a pagar	24	351.060	280.585
		1.820.645	**1.204.968**
Corrente			
Empréstimos	21	541.026	1.369.905
Provisões para outros riscos e encargos	23	25.300	-
Fornecedores e outras contas a pagar	24	296.426	288.778
Imposto sobre o rendimento a pagar		92.331	59.789
Depósitos de garantia a pagar	16	35.604	39.765
		990.686	**1.758.237**
Total Passivo		**2.811.331**	**2.963.205**
Total do capital próprio e passivo		**3.823.007**	**3.969.534**

As notas das páginas 80 a 132 constituem parte integrante das demonstrações financeiras existentes supra.

Demonstração dos Resultados Consolidados

(Unidade: Mil euros)

	Nota	Exercício 2008	Exercício 2007
Vendas	25	437	242
Prestações de serviços	25	493.994	554.450
Total das vendas e das prestações de serviços		**494.431**	**554.692**
Custo de vendas		(530)	(284)
Fornecimentos e serviços externos	26	(78.889)	(145.466)
Custos com pessoal	27	(49.740)	(42.619)
Depreciações do exercício		(129.721)	(123.919)
Provisões para riscos e encargos	23	(27.971)	14.878
Ganhos/(perdas) em *joint ventures*	12	9.142	8.896
Outros custos operacionais	28	(83.545)	(48.282)
Outros proveitos operacionais	29	103.778	47.093
Total		**(257.476)**	**(289.702)**
Resultado operacional		**236.954**	**264.990**
Custos de financiamento	30	(90.338)	(82.813)
Proveitos financeiros	30	22.996	5.284
Dividendos de empresas participadas		2.867	33
Resultados antes de impostos		**171.979**	**187.461**
Imposto do exercício	31	(44.552)	(42.253)
Resultado líquido do exercício		**127.427**	**145.208**
Atribuível a:			
Accionistas do grupo REN		127.405	145.150
Interesses Minoritários		22	58
		127.427	145.208
Resultado por acção atribuível aos detentores do capital do Grupo durante o ano (expresso em euros por acção)			
- básico		0,24	0,27
- diluído		0,24	0,27

As notas das páginas 80 a 132 constituem parte integrante das demonstrações financeiras existentes supra.

Demonstração dos rendimentos e gastos reconhecidos no exercício

(Unidade: Mil euros)

	Nota	Exercício 2008	Exercício 2007
Ganhos e perdas actuariais, valor bruto		(19.964)	5.849
Ganhos/ (Perdas) em investimentos disponíveis para venda, valor bruto	15	(15.838)	8.600
Imposto sobre os *itens* registados directamente em capital	13	7.389	(2.689)
Resultado reconhecido directamente em Capital		**(28.413)**	**11.760**
Lucro do período		**127.427**	**145.208**
Resultado Total do Período		**99.014**	**156.968**
Atribuível a:			
Accionistas		98.992	156.910
Interesses Minoritários		22	58
		99.014	**156.968**

As notas das páginas 80 a 132 constituem parte integrante das demonstrações financeiras existentes supra.



Demonstração de fluxos de caixa consolidados

(Unidade: Mil euros)

	Exercício findo em 31 de Dezembro	
	2008	2007
Fluxos de caixa das actividades operacionais		
Recebimentos de clientes	2.614.752	2.220.484
Pagamentos a fornecedores	(1.843.905)	(1.741.772)
Pagamentos ao pessoal	(48.890)	(47.449)
Pagamento do imposto sobre o rendimento	(100.934)	(64.236)
Fluxos de caixa líquidos das actividades operacionais	**621.023**	**367.027**
Fluxos de caixa das actividadades de investimento		
Recebimentos provenientes de:		
Investimentos financeiros	15.062	600
Empréstimos de empresas do Grupo	-	-
Activos fixos tangíveis	25	70
Subsídios ao investimento	65.026	12.861
Dividendos	8.484	6.820
Pagamentos respeitantes a:		
Variação de perímetro	-	(24.026)
Investimentos financeiros	(43.425)	(50.590)
Activos fixos tangíveis	(264.689)	(243.656)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de investimento	**(219.517)**	**(297.922)**
Fluxos de caixa das actividades de financiamento		
Recebimentos provenientes de:		
Empréstimos obtidos	31.782.188	20.837.409
Juros e custos similares	8.711	-
	-	-
Pagamentos respeitantes a:		
Empréstimos obtidos	(32.017.007)	(20.643.150)
Juros e custos similares	(130.142)	(88.116)
Dividendos	(87.064)	(97.003)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de financiamento	**(443.314)**	**9.140**
Aumento líquido (diminuição) do caixa e equivalentes de caixa	**(41.808)**	**78.245**
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	102.215	23.970
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	60.407	102.215
Detalhe da Caixa e equivalentes de caixa		
Caixa	1	3
Descobertos bancários	(41.023)	(23.704)
Depósitos bancários	85.226	125.916
Outras aplicações de tesouraria	16.203	
	60.407	**102.215**

As notas das páginas 80 a 132 constituem parte integrante das demonstrações financeiras existentes supra.



Anexo às demonstrações financeiras consolidadas



7. Anexo às demonstrações financeiras consolidadas

1. Informação geral

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (referida neste documento como "REN" ou "Grupo"), com morada na Avenida Estados Unidos da América, 55 - Lisboa, foi criada a partir da cisão do grupo EDP, de acordo com os Decretos-Lei 7/91, de 8 de Janeiro e 131/94, de 19 de Maio, aprovados em Assembleia Geral em 18 de Agosto de 1994, com o objecto de assegurar a gestão global do sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP).

Até 26 de Setembro de 2006, o Grupo REN tinha a sua actividade centrada no negócio da electricidade, através da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. Em 26 de Setembro de 2006, decorrente da transacção de *unbundling* do negócio do gás natural, o Grupo sofreu uma alteração significativa com a compra dos activos e participações financeiras associados às actividades de transporte, armazenamento e regaseificação de gás natural, constituindo um novo negócio.

No início de 2007, a empresa foi transformada na *holding* do Grupo e redenominada, após a transferência do negócio da electricidade para uma nova empresa criada a 26 de Setembro de 2006, a REN - Serviços de Rede, S.A., que foi em simultâneo redenominada para REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Não houve alterações à estrutura do Grupo durante o ano de 2008.

O Grupo detém, presentemente, duas áreas de negócio principais, a Electricidade e o Gás, e duas áreas de negócio secundárias, nas áreas de Telecomunicações e de Gestão do Mercado de Derivados de Electricidade.

O negócio da Electricidade compreende as seguintes empresas:

a) REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., criada em 26 de Setembro de 2006 cujas actividades são desenvolvidas no âmbito de um contrato de concessão atribuído por um período de 50 anos, que se iniciou em 2007 e que estabelece a gestão global do Sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP);

b) REN Trading, S.A., criada em 13 de Junho de 2007, cuja função principal é a gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) da Turbogás e da Tejo Energia que não cessaram em 30 de Junho de 2007, data da entrada em vigor dos novos contratos CMEC. A actividade desta empresa compreende o comércio da electricidade produzida e da capacidade de produção instalada, junto dos distribuidores nacionais e internacionais.

O negócio do Gás engloba as seguintes empresas:

a) REN Gasodutos, S.A.
Empresa criada, em 26 de Setembro de 2006, cujo capital social foi realizado através da integração das infra-estruturas de transporte de gás (rede; ligações; compressão);

b) REN Armazenagem, S.A.
Empresa criada em 26 de Setembro de 2006, cujo capital social foi realizado pela integração dos activos de armazenamento subterrâneo de gás;

c) REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.
Empresa adquirida no âmbito da aquisição do negócio do gás, anteriormente designada por "SGNL - Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito". A actividade desta empresa consiste no fornecimento de serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito através do terminal marítimo de GNL, sendo responsável pela construção, utilização e manutenção das infra-estruturas necessárias.

As actividades destas empresas são desenvolvidas no âmbito de três contratos de concessão atribuídos em separado, por um período de 40 anos com início em 2006.

Adicionalmente a REN Gasodutos, S.A. detém uma participação em duas sociedades criadas em *joint-venture* com uma empresa espanhola de transporte de gás, a Enagás, às quais a REN Gasodutos cedeu os direitos de transporte sobre gasodutos específicos (Braga - Tuy e Campo Maior - Leiria - Braga).

O negócio das telecomunicações é gerido pela RENTELECOM Comunicações, S.A., cuja actividade consiste no estabelecimento, gestão e utilização dos siste-mas e infra-estruturas de telecomunicações, fornecendo serviços de comunicação e tirando proveito da capacidade excedentária de fibras ópticas pertencentes ao Grupo REN.

O negócio da gestão do Mercado de Derivados da Electricidade é assegurado pelo OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A. Esta entidade foi criada para a organização da divisão Portuguesa

do MIBEL, assegurando a gestão do Mercado de Derivados do MIBEL juntamente com a OMIclear (Câmara de compensação do Mercado Energético), uma empresa constituída e detida totalmente pelo OMIP, e cujo papel é o de câmara de compensação e de contraparte central das operações realizadas no mercado a prazo. O OMIP iniciou a sua actividade em 3 de Julho de 2006.

A REN-Serviços, S.A. iniciou a sua actividade em Janeiro de 2008, que consiste na prestação de quaisquer serviços genéricos de apoio administrativo, financeiro, regulativo, de gestão do pessoal, processamento de salários, gestão e manutenção de património mobiliário e imobiliário, negociação e aprovisionamento de consumíveis ou serviços e, em geral, quaisquer outros do mesmo tipo, usualmente designados por serviços de *back-office*, de forma remunerada, tanto a empresas que estejam com ela em relação de grupo como quaisquer terceiros.

Estas demonstrações financeiras consolidadas foram aprovadas pelo Conselho de Administração, na reunião de 20 de Fevereiro de 2009. É da opinião do Conselho de Administração que estas demonstrações financeiras reflectem de forma verdadeira e apropriada as operações da REN, bem como a sua posição e performance financeira e fluxos de caixa.

2. Informação sobre os contratos de concessão atribuídos à REN

2.1. Contrato de Concessão de Electricidade

A concessão para a utilização da RNT foi atribuída à REN, S.A., conforme Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 de Julho de 1995 (art.º 64), com vista à gestão do Sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP), à utilização da Rede Nacional de Transporte, bem como ao desenvolvimento das infra-estruturas necessárias.

O objecto deste contrato de concessão consiste nas seguintes actividades:

(i) Compra e Venda de Electricidade

Nesta actividade, a REN, S.A. actuou, até 30 de Junho de 2007, como intermediário (agente) entre os produtores e distribuidores vinculados de electricidade. A electricidade era adquirida com base em contratos de compra de energia assinados com os produtores, e vendida de acordo com as tarifas definidas pelo regulador, ERSE (Entidade Reguladora de Serviços Energéticos).

A REN intermediava na venda de excedentes de produção disponíveis. Dos ganhos obtidos nestas intermediações, a REN tinha direito a reter 50% dos ganhos comerciais obtidos.

A partir de 1 de Julho de 2007, com o término da maioria dos contratos de aquisição de energia (CAE) a REN gere os dois CAE não cessados com a Tejo Energia e a Turbogás, através da REN Trading, colocando a energia desses produtores no mercado.

Os activos tangíveis alocados a esta actividade são remunerados à semelhança do que se verifica para os activos de transporte de electricidade.

ii) Transporte de Electricidade

Esta é a actividade principal da REN, tendo por objecto o transporte de electricidade através da RNT para entrega aos distribuidores em MT (média tensão) e AT (alta tensão), aos consumidores ligados à RNT e às redes de MAT (muito alta tensão) a que a REN estiver ligada. Esta actividade inclui ainda o planeamento e desenvolvimento da RNT, a construção das novas infra-estruturas e a exploração e manutenção da RNT.

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação das depreciações e remuneração dos investimentos feitos em activos da concessão, e a recuperação de custos operacionais elegíveis.

iii) Gestão Global do Sistema

Esta actividade tem por objecto a gestão global do sistema de electricidade, cabendo à REN a gestão técnica do mesmo através da coordenação, nos pontos de ligação com a RNT, dos trânsitos de energia eléctrica das instalações da produção, das redes de distribuição, em MT e AT, e dos consumidores ligados à RNT, através de ordem de despacho.

A actividade de gestão global do sistema tem também garantido o equilíbrio contratual, através da recuperação da depreciação dos activos da concessão e a remuneração do investimento efectuado. A remuneração é calculada com base no valor médio líquido dos activos associados a esta actividade.

A REN pode desenvolver outras actividades, de modo directo ou através de empresas subsidiárias, quando autorizada pelo Governo, caso seja do melhor interesse para a concessão ou para os seus clientes. Este é o caso do OMIP, que gere o Mercado de Derivados da Electricidade

sob a alçada do MIBEL, e a sua subsidiária OMIclear, que funciona como câmara de compensação.

A concessão foi atribuída por um período de 50 anos, com início em 15 de Junho de 2007. Os activos considerados como activos de concessão são aqueles adquiridos pela REN à RNT, que incluem:

- as linhas, subestações, postos de seccionamento e instalações anexas;
- as instalações afectas ao despacho centralizado e à gestão global do SEP, incluindo todo o equipamento indispensável ao seu funcionamento; e
- as instalações de telecomunicações, telemedida e telecomando afectas ao transporte e à coordenação do sistema electroprodutor.

Adicionalmente, são também considerados como activos de concessão:

- os imóveis pertencentes à REN em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;
- os sítios para instalação dos centros electroprodutores, cuja propriedade ou posse pertença à REN;
- outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das actividades objecto da concessão; e
- as relações jurídicas directamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de recepção e entrega de energia eléctrica, bem como os direitos de utilização do domínio hídrico e de transporte através de redes situadas no exterior da área de concessão.

A REN tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão, até à extinção desta. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: afastamento dos princípios da concessão; oposição à supervisão e desobediência às deliberações do concedente; recusa em efectuar reparações e manutenções nos activos da concessão, bem como o seu desenvolvimento; aplicação de tarifas mais elevadas do que as definidas pelo regulador; e a transmissão ou subconcessão não autorizada da concessão de transporte.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

2.2. Transporte de Gás e Gestão Global do Sistema

A concessão para utilização da RNTGN foi atribuída à REN - Gasodutos, S.A., ao abrigo do Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de Julho de 2006, tendo como objecto a gestão do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), a operação da rede de transporte de gás em alta pressão e o desenvolvimento das infra-estruturas necessárias, sob o regime de prestação de serviço público.

O objecto do contrato de concessão compreende as seguintes actividades:

(i) Transporte de Gás

Esta é uma das actividades da REN-Gasodutos, S.A., e tem por objectivo garantir o transporte de gás através das infra-estruturas que compõem a rede nacional de alta pressão, bem como a distribuição ao SNGN ou a consumidores industriais directamente ligados à RNTGN. Esta actividade compreende não só a recepção e

distribuição de gás através da rede de transporte de alta pressão, mas também a operação e manutenção de todas as infra-estruturas e ligações que pertencem à RNTGN.

O modelo do contrato de concessão garante o equilíbrio contratual através da recuperação dos custos operacionais elegíveis e da remuneração dos activos, que compreende: a recuperação da depreciação dos activos; e a remuneração a uma taxa de juro fixada pelo regulador (ERSE), calculada como uma proporção entre valor actual acumulado de unidades transportadas, e as unidades totais estimadas a serem transportadas através da infra-estrutura, durante o período de concessão.

ii) Gestão Global do Sistema do Gás

O objectivo desta actividade é gerir o Sistema Nacional de Abastecimento de Gás (SNGN), através da coordenação das ligações nacionais e internacionais à RNTGN, o planeamento e a preparação da expansão necessária da rede de transporte de gás de alta pressão, e o controlo das reservas de segurança de gás natural.

Esta concessão foi atribuída por um período de 40 anos a partir da data de assinatura do contrato. Os activos considerados como activos da concessão, são os activos adquiridos pelo Grupo REN à Transgás, e incluem:

- os gasodutos de alta pressão, utilizados no transporte de gás, tubos e antenas associados;
- as infra-estruturas relacionadas com a compressão, transporte e redução de pressão do gás para entrega nos gasodutos de média pressão;
- equipamentos relacionados com a gestão técnica global do SNGN; e
- infra-estruturas de telecomunicações, telemetria e de controlo remoto usados para gerir a rede de recepção, transporte e entrega, incluindo equipamento de telemetria colocado nas instalações dos utilizadores.

Adicionalmente, são também considerados como activos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Gasodutos, S.A., onde os supra mencionados equipamentos se encontram instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros activos necessários para o desenvolvimento operacional das actividades da concessão;
- quaisquer direitos intelectuais ou industriais, propriedade da REN Gasodutos, S.A.; e
- todas as relações legais estabelecidas durante a concessão, tais como: contratos de trabalho, subcontratos, locações e serviços externos.

A REN Gasodutos, S.A., tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN Gasodutos, S.A. é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: falha iminente ou interrupção da actividade; deficiências na gestão e operação da actividade da concessão; ou deficiências na manutenção e reparação das infra-estruturas que comprometam a qualidade do serviço.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

2.3. Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)

A concessão da actividade no terminal GNL foi atribuída à REN Atlântico, S.A., ao abrigo do Decreto-Lei 140/2006 de 26 de Julho de 2006, para a realização

das seguintes actividades, sob o regime de prestação de serviço público:

a) a recepção, armazenamento, tratamento e regaseificação de gás natural liquefeito, descarregado de barcos metaneiros no Porto de Sines;
b) a injecção de gás natural de alta pressão na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) ou a sua expedição através de camiões especializados para o efeito;
c) a construção, utilização, manutenção e expansão das infra-estruturas do Terminal GNL (edifícios, tanques, gasodutos, etc.).

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação dos custos operacionais elegíveis e da remuneração dos activos, que compreende: a recuperação da depreciação dos activos; e a remuneração a uma taxa de juro fixada pelo regulador (ERSE), calculada como uma proporção entre valor actual acumulado de unidades descarregadas e regaseificadas, e as unidades totais estimadas a serem regaseificadas através da infra-estrutura, durante o período de concessão.

A concessão foi atribuída por um período de 40 anos, a partir da data de assinatura do contrato. Os activos considerados como activos de concessão, são os activos adquiridos pelo Grupo REN à Transgás, e incluem:

- o terminal GNL e as infra-estruturas associadas, instaladas no Porto de Sines;
- as infra-estruturas utilizadas para a recepção, armazenagem, tratamento e regaseificação do GNL, incluindo todo o equipamento necessário para controlo, regulação e medição das restantes infra-estruturas e da actividade do Terminal GNL;
- as infra-estruturas utilizadas na injecção do gás natural na RNTGN ou no carregamento e expedição do GNL através de camiões ou barcos metaneiros; e
- as infra-estruturas relacionadas com telecomunicações, telemetria e controlo remoto, usadas na gestão de todas as infra-estruturas do terminal GNL.

Adicionalmente, são também considerados activos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Atlântico, S.A., onde os supra referenciados equipamentos estão instalados assim como as servidões constituídas;
- outros activos necessários ao desenvolvimento da actividade da concessão;
- quaisquer direitos intelectuais ou de propriedade industrial da REN Atlântico, S.A.; e
- todas as relações legais estabelecidas durante a concessão, tais como: contratos de trabalho, subcontratos, locações e serviços externos.

A REN Atlântico, S.A., tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN Atlântico, S.A. é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: falha iminente ou interrupção da actividade; deficiências na gestão e operação da actividade da concessão; ou deficiências na manutenção e reparação das infra-estruturas que comprometam a qualidade do serviço.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

2.4. Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

A concessão da actividade nas operações de armazenamento subterrâneo foi atribuída à REN Armazenagem, S.A., ao abrigo do Decreto-Lei 140/2006 de 26 de Julho de 2006, para a realização das seguintes actividades, sob o regime de prestação de serviço público:

a) recepção, injecção, armazenamento subterrâneo, extracção, tratamento e entrega do gás natural de modo a criar ou manter as reservas de segurança de gás natural ou para entrega na RNTGN; e
b) construção, utilização, manutenção e expansão das câmaras de armazenamento subterrâneo.

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação das depreciações dos activos da concessão, a remuneração dos investimentos feitos na concessão dos activos e recuperação dos custos operacionais associados à actividade a que a concessão se destina.

A concessão é válida por um período de 40 anos, a partir da data de assinatura do contrato. Os activos considerados como activos de concessão, que foram adquiridos pelo Grupo REN à Transgás, são os seguintes:

- As câmaras subterrâneas de gás natural adquiridas ou construídas durante o período de vigência do contrato de concessão;
- Infra-estruturas utilizadas para injecção, extracção, compressão, secagem e redução de pressão do gás, usado para ser distribuído na RNTGN, incluindo todo o equipamento necessário para controlo, regulação e medição das restantes infra-estruturas;
- Infra-estruturas e equipamento para operações de lixiviação; e
- Infra-estruturas necessárias para telecomunicações, telemetria e controlo remoto, usadas na gestão de todas as infra-estruturas e câmaras subterrâneas.

Adicionalmente, são também considerados activos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Armazenagem, S.A., onde os supra referenciados equipamentos estão instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros activos necessários ao desenvolvimento da actividade de concessão;
- direitos de construção ou aumento das câmaras subterrâneas;
- o *cushion gas* afecto a cada câmara;
- quaisquer direitos intelectuais ou de propriedade industrial da REN Armazenagem, S.A.;
- todas as relações legais estabelecidas durante a concessão, tais como: contratos de trabalho, subcontratos, locações e serviços externos.

A REN Armazenagem, S.A., tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN Armazenagem, S.A. é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: falha iminente ou interrupção da actividade; deficiências na gestão e operação da actividade da concessão; ou deficiências na manutenção e reparação das infra-estruturas que comprometam a qualidade do serviço.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

3. Resumo das principais políticas contabilísticas

As principais políticas de contabilidade aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras são as que abaixo se descrevem. Estas políticas foram consistentemente aplicadas a todos os exercícios apresentados, salvo indicação contrária.

3.1. Base de Preparação

Estas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as IFRS adoptadas pela União Europeia ("IFRS"), emitidas e em vigor ou emitidas e adoptadas antecipadamente à data de 31 de Dezembro de 2008. Na preparação das demonstrações financeiras consolidadas a REN seguiu a convenção dos custos históricos, modificada, quando aplicável, pela reavaliação de activos financeiros disponíveis para venda.

A preparação das demonstrações financeiras em conformidade com as "IFRS" requer o uso de estimativas, pressupostos e julgamentos críticos no processo da determinação das políticas contabilísticas a adoptar pela REN, com impacto significativo no valor contabilístico dos activos e passivos, assim como nos rendimentos e gastos do período de reporte.

Apesar de estas estimativas serem baseadas na melhor experiência da Administração e nas suas melhores expectativas em relação aos eventos e acções correntes e futuras, os resultados actuais e futuros podem diferir destas estimativas. As áreas que envolvem um maior grau de julgamento ou complexidade, ou áreas em que pressupostos e estimativas sejam significativos para as demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas na Nota 5.

Novas normas

a) Existem novas normas, alterações e interpretações efectuadas a normas existentes, que apesar de já estarem publicadas, a sua aplicação apenas é obrigatória para períodos anuais que se iniciem a partir de 1 de Janeiro de 2009 ou em data posterior, as quais a REN decidiu não adoptar antecipadamente:

- IFRS 8, 'Segmentos Operacionais' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009) substitui a IAS 14 e converge no relato por segmentos com os US GAAP, SFAS 131. Esta nova norma determina a utilização "da visão da gestão", de acordo com a qual a informação por segmentos é apresentada na mesma base da informação reportada internamente pela gestão. O Grupo aplicará esta norma em 1 de Janeiro de 2009, contudo a sua adopção não terá impactos nos segmentos reportados.
- IAS 23 (alteração), 'Custos de empréstimos obtidos' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). A alteração à IAS 23 determina que os custos de empréstimos que sejam directamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um activo "qualificável" (um activo que requer um período substancial de tempo para atingir a sua condição de uso ou venda), sejam considerados como parte do custo de aquisição. A opção de reconhecer estes custos como custo do exercício deixa de existir. Esta alteração não deverá ter impacto nas demonstrações financeiras da REN, uma vez que esta já adopta este tratamento contabilístico.
- IFRS 2 (alteração), 'Pagamentos baseados em acções' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). Esta alteração tem como objectivo limitar o conceito das condições de *vesting*, às condições de prestação de serviço e condições de *performance*. Outras condições não são consideradas de *vesting* e devem ser incluídas no cálculo do justo valor das transacções com os empregados na data da atribuição, não afectando assim o número de acções *vested* ou o seu justo valor após a data da atribuição. Esta alteração vem também clarificar que o cancelamento de um plano de acções deve ser registado da mesma forma quer seja cancelado por iniciativa da empresa ou de uma entidade terceira. Esta alteração não terá qualquer impacto nas demonstrações financeiras da REN.
- IFRS 3 (revisão), 'Concentrações de actividades' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). A revisão a esta norma ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. A versão revista desta norma prevê alterações significativas na determinação do valor da compra, relativas às componentes compreendidas e a sua valorização. A norma revista prevê ainda relativamente à mensuração dos "interesses não controlados", a opção de aplicar a cada concentração per si, a proporção dos activos líquidos da entidade adquirida

ou ao justo valor dos activos e passivos adquiridos (*full goodwill*). Esta revisão terá impactos nas futuras concentrações de actividades a efectuar pela REN.

- IAS 27 (revisão), 'Demonstrações financeiras separadas e consolidadas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). A revisão a esta norma ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Após a revisão a norma passa a requerer que as transacções com os "interesses não controlados" sejam registadas no Capital Próprio, quando não há alteração no controlo sobre a entidade. Quando há alterações no controlo exercido sobre a entidade, qualquer interesse remanescente sobre a entidade é remensurado ao justo valor por contrapartida de resultados do exercício. Esta revisão terá impactos significativos em futuras concentrações de actividades a efectuar pela REN.
- IAS 1 (revisão), 'Apresentação das demonstrações financeiras' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). O objectivo desta revisão é a agregação da informação nas demonstrações financeiras de acordo com as suas características. Assim, todas as alterações ao capital próprio resultantes de transacções com os accionistas, serão apresentadas na Demonstração das alterações ao capital próprio separadas das transacções no capital próprio com as entidades não accionistas. Todas as alterações ao capital próprio resultantes de transacções com entidades não accionistas serão apresentadas num demonstração do *comprehensive income* ou em duas demonstrações separadas (uma demonstração dos resultados e uma demonstração do *comprehensive income*). Quando a entidade re-expressar ou reclassificar a informação comparativa, será exigida a apresentação adicional de um balanço à data de inicio do período comparativo. A revisão à IAS 1 será adoptada pela REN em 1 de Janeiro de 2009.
- IAS 32 (alteração), 'Instrumentos financeiros: apresentação' e consequente alteração à IAS 1- 'Apresentação das demonstrações financeiras' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). A alteração a esta norma ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Esta alteração requer que alguns instrumentos financeiros que cumprem com a definição de passivo financeiro, sejam classificados como instrumentos de capital, quando determinadas condições restritas se verifiquem. Esta alteração não deverá ter impacto nas demonstrações financeiras da REN.
- IFRS 1 (alteração), 'Adopção pela primeira vez das IFRS' e consequente alteração à IAS 27 'Demonstrações financeiras separadas e consolidadas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). A alteração a esta norma ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. A alteração à IFRS 1 permite que os investimentos financeiros registados nas contas separadas da empresa-mãe do grupo, sejam valorizados na transição para as IFRS, ao custo presumido, o que pode corresponder ao justo valor dos investimentos na data da transição ou ao valor contabilístico pelo qual estava registado no normativo anterior. Adicionalmente, é removida a definição do "método do custo" da IAS 27, passando esta a exigir que todos os dividendos recebidos sejam reconhecidos como resultados nas demonstrações financeiras separadas da empresa-mãe. Esta alteração não terá impacto nas demonstrações financeiras da REN.
- Melhoria anual das normas em 2008 (a aplicar maioritariamente para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). Estas melhorias a diversas normas ainda não se encontram adoptadas pela União Europeia. As melhorias introduzidas em diversas normas resultam do processo de revisão da consistência da aplicação prática das normas e da eliminação de inconsistências de interpretação identificadas, para além da harmonização da terminologia utilizada. As melhorias mais significativas referem-se às alterações efectuadas à IFRS 5, IAS 19, IAS 38, IAS 39 e IAS 40. Estas melhorias serão aplicadas pelo Grupo nos exercícios em que se tornem efectivas.
- IFRIC 13, 'Programas de fidelização de clientes' (a aplicar, no espaço da União Europeia, para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). A IFRIC 13 clarifica que quando os bens ou serviços são vendidos, associados a programas de fidelização de clientes, as transacções de venda são consideradas como "multi-elementos" pelo que o produto da venda tem de ser alocado aos diferentes componentes com base no seu justo valor. Esta interpretação não terá impacto nas demonstrações financeiras da REN.

- IFRIC 14, 'Limitação aos activos decorrentes de planos de benefícios definidos e a sua interacção com requisitos de contribuições mínimas' (a aplicar, no espaço da União Europeia para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). A IFRIC 14 delimita as situações em que é possível reconhecer um activo, decorrente de um plano de benefícios atribuído aos empregados. Clarifica também como é que os activos e passivos com pensões podem ser afectados por requisitos específicos de contribuições mínimas. A esta data esta interpretação não terá impacto nas demonstrações financeiras da REN.
- IFRIC 15, 'Contratos para a construção de imóveis' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. A IFRIC 15 vem clarificar como reconhecer o rédito de contratos de serviços de construção, considerando se em substância se referem à venda de activos ou à prestação de serviços, no âmbito da IAS 18, 'Rédito' ou a contratos de construção no âmbito da IAS 11, 'Contratos de construção'. Esta interpretação não terá impacto nas demonstrações financeiras do Grupo.
- IFRIC 16, 'Cobertura de investimentos em operações estrangeiras' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Outubro de 2008). Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Esta interpretação aplica-se aos grupos que fazem a cobertura do risco cambial resultante dos investimentos efectuados em operações estrangeiras e refere as condições que se devem verificar para que qualifique como cobertura contabilística. Esta interpretação define ainda quais os montantes que devem ser reclassificados da reserva cambial registada no capital próprio para resultados do exercício, quando uma operação estrangeira é alienada. Esta interpretação não terá impacto nas demonstrações financeiras do Grupo REN, por não ter unidades de negócio estrangeiras.
- IFRIC 17, 'Distribuições em espécie aos accionistas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. O objectivo desta interpretação é clarificar como é que uma entidade deve valorizar a distribuição de activos, que não dinheiro, como um dividendo aos accionistas. Esta interpretação será aplicada pela REN no exercício em que a interpretação se torne efectiva.

b) As interpretações identificadas abaixo, são de aplicação obrigatória pelo IASB, para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2008, no entanto, a sua aplicação não foi efectuada por ainda estar pendente da adopção pela União Europeia:

- IFRIC 12, 'Serviços de concessão'. A IFRIC 12 determina como os operadores de serviços de concessão devem aplicar as IFRS na contabilização das obrigações assumidas e dos direitos obtidos decorrentes da assinatura dos contratos de concessão. Esta interpretação aplica-se às actividades desenvolvidas pelas entidades do Grupo REN, e o impacto estimado da sua adopção nas demonstrações financeiras do Grupo estão divulgadas na Nota 3.2.

c) O impacto da adopção das normas e interpretações que se tornaram efectivas no exercício de 2008, é como segue:

- IAS 39, 'Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração'. Passa a ser permitida a alteração à classificação de activos financeiros ao justo valor por via de resultados, em condições específicas. Sem impacto nas demonstrações financeiras da REN.
- IFRIC 11, 'IFRS 2 Operações com acções próprias'. Trata do registo das transacções com pagamentos baseados em acções entre entidades do mesmo grupo. Sem impacto nas demonstrações da REN.

3.2. Concessão de Serviços

O Grupo tem quatro concessões para as actividades e desenvolvimento da RNT, para a gestão global do sistema eléctrico nacional, bem como para a utilização e desenvolvimento da RNTGN, do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo de gás natural e da gestão global do sistema de gás natural. Os activos adquiridos/construídos pela REN, ao abrigo destes contratos de concessão, referidos como activos da concessão, compreendem essencialmente activos fixos tangíveis.

De acordo com a IFRIC 12, um acordo de serviço de concessão envolve normalmente uma entidade privada (o operador) que constrói a infra-estrutura utilizada na prestação do serviço público, que a desenvolve (por

exemplo, aumento da capacidade existente) e faz a manutenção e operação da mesma por um período específico. O operador é remunerado pelos serviços prestados pelo período do acordo. O acordo de serviço de concessão é regulado por um contrato de concessão que estabelece os standards de performance, os mecanismos de ajustamento de preços e a resolução de disputas. Estes contratos de concessão podem ser designados por "construir-operar-transferir", "reabilitar-operar- transferir" ou "público-privado".

Uma característica comum a estes contratos é a natureza de serviço público da obrigação assumida pelo operador da concessão. A regra da prestação de serviços públicos é que estes devem ser prestados colocando as infra-estruturas à disposição da utilização do público, independentemente da entidade que opera o serviço. O contrato de concessão obriga o operador a prestar o serviço ao público em substituição da entidade do sector público responsável. Outras características destes contratos são:

(a) a parte que atribui a concessão do serviço (o concedente) é uma entidade do sector público, incluindo um organismo governamental ou uma entidade do sector público a quem a responsabilidade do serviço tenha sido atribuída;
(b) o operador é responsável pelo menos pela gestão da infra-estrutura e dos serviços relacionados não agindo meramente como um agente em nome do concedente;
(c) o contrato estabelece o preço inicial a ser cobrado pelo operador e as condições de revisão de preços a efectuar durante o contrato de concessão;
(d) o operador é obrigado a entregar a infra-estrutura ao concedente, em determinadas condições, no final do período do contrato por um valor residual, independentemente do facto de qual das partes financiou a sua construção.

Excepto nas situações de "construir-possuir-operar" quando a IFRIC 12 é aplicada, geralmente, o operador da concessão não deverá reconhecer nas suas demonstrações financeiras como activos fixos tangíveis, os activos da concessão utilizados na prestação do serviço. Em vez disso, o operador deve registar os direitos que lhe são concedidos por conta da construção de infra-estruturas, utilizando:

- o modelo do activo financeiro se o concedente tem a responsabilidade de pagar ao operador pela prestação do serviço da concessão;
- o modelo do activo intangível se o pagamento da prestação do serviço é feito através dos utilizadores.

Nesta fase é entendimento do grupo REN que as concessões atribuídas ao grupo serão tratadas como activos intangíveis e, adicionalmente, um activo financeiro pode ser reconhecido no que diz respeito ao valor residual dos activos da electricidade e do gás, a ser pago pelo concedente no final do contrato de concessão. Contudo a data de adopção da IFRIC 12 está dependente do processo de publicação por parte da União Europeia.

3.3. Consolidação

Filiais

Filiais são todas as entidades (incluindo as entidades com finalidades especiais) sobre as quais a REN tem o poder de decidir sobre as políticas financeiras ou operacionais, a que normalmente está associado o controlo, directo ou indirecto, de mais de metade dos direitos de voto. A existência e o efeito de direitos de voto potenciais que sejam correntemente exercíveis ou convertíveis são considerados quando se avalia se a REN detém o controlo sobre uma entidade. As filiais são consolidadas a partir da data em que o controlo é transferido para a REN sendo excluídas da consolidação a partir da data em que esse controlo cessa. As entidades que se qualificam como filiais encontram-se listadas na Nota 36.

A aquisição de filiais é registada pelo método de compra. O custo de uma aquisição é mensurado pelo justo valor dos bens entregues, instrumentos de capital emitidos e passivos incorridos ou assumidos na data de aquisição acrescido dos custos directamente atribuíveis à aquisição. Os activos identificáveis adquiridos e os passivos e passivos contingentes assumidos numa concentração empresarial, são mensurados inicialmente ao justo valor na data de aquisição, independentemente da existência de interesses minoritários. O excesso do custo de aquisição relativamente ao justo valor da participação da REN nos activos identificáveis adquiridos é registado como *goodwill*. Se o custo de aquisição for inferior ao justo valor dos activos líquidos da subsidiária adquirida, a diferença é reconhecida directamente na demonstração dos resultados consolidados.

Transacções, saldos e ganhos não realizados em transacções com empresas do grupo são eliminados. Perdas não realizadas são também eliminadas, mas consideradas como um indicador de imparidade para o activo transferido.

A REN adopta a política de tratar transacções com interesses minoritários como transacções externas ao Grupo. Prejuízos atribuíveis a interesses minoritários que excedam a participação destes no capital da empresa subsidiária são integralmente reconhecidos pela REN, exceptuando-se o caso em que os minoritários tenham assumido obrigações adicionais sobre a subsidiária.

As políticas contabilísticas das filiais são alteradas, sempre que necessário, de forma a garantir, que as mesmas são aplicadas de forma consistente por todas as empresas do Grupo.

Joint ventures

Os interesses do Grupo em entidades conjuntamente controladas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. A quota-parte do Grupo nos ganhos ou perdas da *joint venture* é reconhecida na demonstração dos resultados e a quota-parte nos movimentos de reservas da *joint venture* é reconhecida em reservas. Transacções e ganhos ainda não realizados entre o Grupo e as *joint ventures* são eliminados tendo em conta o interesse do Grupo na *joint venture*.

As políticas contabilísticas das *joint ventures* são alteradas, sempre que necessário, de forma a garantir, que as mesmas são aplicadas de forma consistente por todas as empresas do Grupo.

3.4. Relato por segmentos

Um segmento de negócio é um grupo de activos e operações envolvidos no fornecimento de produtos ou serviços sujeitos a riscos e benefícios que são diferentes de outros segmentos de negócio. Um segmento geográfico é um grupo de activos e operações comprometido no fornecimento de produtos ou serviços num ambiente económico particular que está sujeito a riscos e benefícios diferentes daqueles que influenciam segmentos que operam em outros ambientes económicos.

O Grupo REN apenas apresenta a informação por segmentos de negócio, uma vez que opera apenas em Portugal. As transacções efectuadas pela empresa do grupo, OMIClear, embora respeitando essencialmente à venda de contratos de futuros no MIBEL, não são materiais para apresentar informação por segmento geográfico.

3.5. Conversão cambial

i) Moeda funcional e de apresentação
Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das entidades do Grupo REN, estão mensurados na moeda do ambiente económico em que cada entidade opera (moeda funcional), o euro. As demonstrações financeiras consolidadas da REN e respectivas notas deste anexo são apresentadas em milhares de euros, salvo indicação explícita em contrário, a moeda de apresentação do Grupo.

ii) Transacções e saldos
As transacções em moedas diferentes do euro são convertidas na moeda funcional utilizando as taxas de câmbio à data das transacções. Os ganhos ou perdas cambiais resultantes do pagamentos/recebimento das transacções bem como da conversão pela taxa de câmbio à data do balanço, dos activos e dos passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados, na rubrica de custos de financiamento, se relacionadas com empréstimos ou em outros ganhos ou perdas operacionais, para todos os outros saldos/transacções.

iii) Cotações utilizadas
As cotações de moeda estrangeira utilizadas para conversão de saldos expressos em moeda estrangeira, foram como segue:

Cotações de Moeda Estrangeira

Moeda	2008	2007
USD	1,3917	1,4721
CHF	1,4850	1,6547
GBP	0,9525	0,7334
SEK	10,8700	9,4415
NOK	9,7500	7,9580
DKK	7,4506	7,4583
RON	4,0225	3,6077

3.6. Activos fixos tangíveis

Os activos tangíveis encontram-se valorizados ao custo deduzido de depreciações e perdas por imparidade acumuladas. Este custo inclui o custo estimado à data de transição para IFRS, e os custos de aquisição para activos obtidos após essa data.

O custo de aquisição inclui o preço de compra do activo, as despesas directamente imputáveis à sua aquisição e os encargos suportados com a preparação do activo para a sua entrada em funcionamento. Os custos financeiros incorridos com empréstimos obtidos para a construção de activos tangíveis são reconhecidos como custo da aquisição/construção do activo.

Os custos subsequentes incorridos com renovações e grandes reparações, que façam aumentar a vida útil dos activos são reconhecidos no custo do activo.

Os encargos com reparações e manutenção de natureza corrente são reconhecidos como um gasto do período em que são incorridos.

Os activos fixos tangíveis afectos à concessão são depreciados de forma sistemática com base no método das quotas constantes, pelo período da vida útil estimada, a partir da data em que os mesmos estejam em condições operacionais de funcionamento ou conforme pretendido pela Administração.

Os activos fixos tangíveis não afectos à concessão são depreciados de forma sistemática com base no método das quotas constantes, pelo período da vida útil estimada. Os terrenos não são depreciados.

As vidas úteis estimadas para os activos fixos tangíveis mais significativos são conforme segue:

	Anos
Edifícios e outras construções	Entre 25 e 50 anos
Equipamento básico	
Transporte de electricidade	Entre 35 e 40 anos
Transporte de gás natural	Entre 6 e 45 anos
Terminal	Entre 5 e 25 anos
Armazenagem subterrânea	Entre 10 e 50 anos
Outro equipamento básico	Entre 5 e 10 anos
Equipamento de transporte	Entre 4 e 6 anos
Ferramentas	Entre 4 e 10 anos
Equipamento administrativo	Entre 3 e 10 anos
Outras imobilizações corpóreas	Entre 10 e 20 anos

Sempre que existam indícios de perda de valor dos activos fixos tangíveis, são efectuados testes de imparidade, de forma a estimar o valor recuperável do activo, e quando necessário registar uma perda por imparidade. O valor recuperável é determinado como o mais elevado entre o preço de venda líquido e o valor de uso do activo, sendo este último calculado com base no valor actual dos fluxos de caixa futuros estimados, decorrentes do uso continuado e da alienação do activo no fim da sua vida útil.

As vidas úteis dos activos são revistas no final do ano para cada activo, para que as depreciações praticadas estejam em conformidade com os padrões de consumo dos activos. Alterações às vidas úteis são tratadas como uma alteração de estimativa contabilística e são aplicadas prospectivamente.

Os ganhos ou perdas na alienação dos activos são determinados pela diferença entre o valor de realização e o valor contabilístico do activo, sendo reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados.

3.7. Propriedades de investimento

As propriedades de investimento são imóveis (terrenos ou edifícios) detidos com o objectivo de valorização do capital, obtenção de rendas, ou ambas. As propriedades de investimento foram valorizadas ao justo valor na data da transição para as IFRS, sendo valorizadas subsequentemente de acordo com o modelo de custo depreciado, o qual é aplicado a todos os activos classificados como propriedades de investimento.

As propriedades de investimento que são activos da concessão, compreendem os terrenos dos centros electroprodutores térmicos e hídricos, explorados por produtores. Estes activos da concessão são bens que revertem para o concedente, no final da concessão pelo valor do seu custo depreciado. A depreciação anual destes activos é recuperada através das tarifas definidas pelo regulador (ERSE), de acordo com os seguintes períodos de amortização:

	Anos
Térmicos	**30**
Hidroeléctricos	**60**

Outros terrenos e edifícios classificados como propriedades de investimento, referem-se maioritariamente a: i) antigos locais de subestações/centrais desactivadas (terrenos), detidos para valorização, não sendo sujeitos a depreciação; e ii) a edifícios arrendados, que são

depreciados por um período de vida útil entre 25 e 50 anos, dependendo da sua utilização (industrial ou administrativa, respectivamente).

Justo valor

De acordo com os normativos contabilísticos adoptados, e no particular do critério de valorização de acordo com o modelo do custo depreciado, é requerida a divulgação do justo valor das propriedades de investimento nas demonstrações financeiras completas.

O justo valor dos terrenos dos centros electroprodutores térmicos e hídricos, é determinado com base nas projecções de *cashflows* descontados, baseadas em estimativas fiáveis dos *cashflows* futuros utilizando as taxas de desconto correntes que reflectem a avaliação da incerteza do valor e período dos *cashflows*, dado não existir um mercado activo para esta natureza de activos.

Para efeitos da determinação da taxa de desconto, a REN utiliza as taxas de juro relevantes das OT's do Estado Português, em função do período médio do recebimento dos *cashflows* dos terrenos dos centros electroprodutores e ao risco do "sistema eléctrico nacional" de quem o valor é recebido.

O justo valor dos outros terrenos são determinados com base em avaliações efectuadas por avaliadores externos tendo em conta as condições da sua utilização ou o melhor uso, consoante se encontre arrendado ou não.

3.8. Imparidade de activos

Os activos com vida útil indefinida não estão sujeitos a amortização, mas são objecto de testes de imparidade anuais. Os activos com vida útil finita são revistos quanto à imparidade sempre que eventos ou alterações nas condições envolventes indiquem que o valor pelo qual se encontram registados nas demonstrações financeiras consolidadas possa não ser recuperável.

Assim, sempre que o justo valor seja inferior ao valor contabilístico dos activos, a empresa deve avaliar se esta situação de perda assume um carácter permanente e definitivo, e se sim deve registar a respectiva imparidade. Nos casos em que a perda não seja considerada permanente e definitiva, devem ser divulgadas as razões que fundamentam essa conclusão.

Uma perda por imparidade é reconhecida pelo montante do excesso da quantia contabilística do activo face ao seu valor recuperável, sendo o valor recuperável, o maior entre o justo valor de um activo deduzido dos custos de venda e o seu valor de uso. Para a determinação da existência de imparidade, os activos são alocados ao nível mais baixo para o qual existem fluxos de caixa separados identificáveis (unidades geradoras de caixa).

Os Activos não financeiros, que não o *goodwill*, para os quais tenham sido reconhecidas perdas por imparidade são avaliados, a cada data de relato, sobre a possível reversão das perdas por imparidade.

Para os activos valorizados de acordo com o modelo do custo depreciado, as perdas por imparidade e as suas reversões, são reconhecidas na demonstração dos resultados consolidados.

A amortização e depreciação dos activos são recalculadas prospectivamente de acordo com o valor recuperável ajustado da imparidade reconhecida.

3.9. Activos financeiros

O Conselho de Administração determina a classificação dos activos financeiros, na data do reconhecimento inicial de acordo com o objectivo da sua compra, reavaliando esta classificação a cada data de relato.

Os activos financeiros podem ser classificados como:

i) Activos financeiros ao justo valor por via de resultados - incluem os activos financeiros não derivados detidos para negociação respeitando a investimentos de curto prazo e activos ao justo valor por via de resultados à data do reconhecimento inicial;

ii) Empréstimos concedidos e contas a receber inclui os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis não cotados num mercado activo;

iii) Investimentos detidos até à maturidade incluem os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis e maturidades fixas, que a entidade tem intenção e capacidade de manter até à maturidade;

iv) Activos financeiros disponíveis para venda incluem os activos financeiros não derivados que são designados como disponíveis para venda no momento do seu reconhecimento inicial ou não se enquadram nas categorias acima referidas. São reconhecidos como activos não correntes excepto se houver intenção de alienar nos 12 meses seguintes à data do balanço.

Compras e vendas de investimentos em activos financeiros são registadas na data da transacção, ou seja, na data em que a REN se compromete a comprar ou a vender o activo.

Activos financeiros ao justo valor por via de resultados são reconhecidos inicialmente pelo justo valor, sendo os custos da transacção reconhecidos em resultados. Estes activos são mensurados subsequentemente ao justo valor, sendo os ganhos e perdas resultantes da alteração do justo valor, reconhecidos nos resultados do período em que ocorrem na rubrica de custos financeiros líquidos, onde se incluem também os montantes de rendimentos de juros e dividendos obtidos.

Activos disponíveis para venda são reconhecidos inicialmente ao justo valor acrescido dos custos de transacção. Nos períodos subsequentes, são mensurados ao justo valor sendo a variação do justo valor reconhecida na reserva de justo valor no capital. Os dividendos e juros obtidos dos activos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos em resultados do período em que ocorrem, na rubrica de outros ganhos operacionais, quando o direito ao recebimento é estabelecido.

O justo valor de activos financeiros cotados é baseado em preços de mercado ("bid"). Se não existir um mercado activo, a REN estabelece o justo valor através de técnicas de avaliação. Estas técnicas incluem a utilização de preços praticados em transacções recentes, desde que a condições de mercado, a comparação com instrumentos substancialmente semelhantes, e o cálculo de *cashflows* descontados quando existe informação disponível, fazendo o máximo uso de informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

Empréstimos concedidos e contas a receber são classificados no balanço como "Clientes e outras contas a receber" (Nota 3.12), e são reconhecidos ao custo amortizado usando a taxa efectiva de juro, deduzidos de qualquer perda de imparidade. O ajustamento pela imparidade de contas a receber é efectuado quando existe evidência objectiva de que o Grupo não terá a capacidade de receber os montantes em dívida de acordo com as condições iniciais das transacções que lhe deram origem.

A REN avalia a cada data de relato, se existe evidência objectiva de que os activos financeiros, sofreram perda de valor. No caso de participações de capital classificadas como disponíveis para venda, um decréscimo significativo ou prolongado do justo valor abaixo do seu custo é considerado como um indicador de que o activo financeiro está em situação de imparidade. Se existir evidência de perda de valor para activos financeiros disponíveis para venda, a perda acumulada calculada pela diferença entre o custo de aquisição e o justo valor corrente, menos qualquer perda de imparidade desse activo financeiro reconhecida previamente em resultados é retirada do capital próprio e reconhecida na demonstração dos resultados consolidados. As perdas de imparidade de instrumentos de capital reconhecidas em resultados não são reversíveis na demonstração dos resultados consolidados.

Os activos financeiros são desreconhecidos quando os direitos ao recebimento dos fluxos monetários originados por esses investimentos expiram ou são transferidos, assim como todos os riscos e benefícios associados à sua posse.

3.10. Instrumentos financeiros derivados

Os instrumentos financeiros derivados são registados inicialmente ao justo valor da data da transacção sendo valorizados subsequentemente ao justo valor. O método do reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor depende da designação que é feita dos instrumentos financeiros derivados. Quando se tratem de instrumentos financeiros derivados de negociação, os ganhos e perdas de justo valor são reconhecidos no resultado do exercício nas rubricas de custos ou proveitos financeiros. Quando designados como instrumentos financeiros derivados de cobertura, o reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor dependem da natureza do item que está a ser coberto, podendo tratar-se de uma cobertura de justo valor ou de uma cobertura de fluxos de caixa.

Numa operação de cobertura de justo valor de um activo ou passivo (*fair value hedge*), o valor de balanço desse activo ou passivo, determinado com base na respectiva política contabilística, é ajustado de forma a reflectir a variação do seu justo valor atribuível ao risco coberto. As variações do justo valor dos derivados de cobertura são reconhecidas em resultados, conjuntamente com as variações de justo valor dos activos ou dos passivos cobertos atribuíveis ao risco coberto.

Numa operação de cobertura da exposição à variabilidade de fluxos de caixa futuros de elevada probabilidade (*cash flow hedge*), a parte eficaz das variações de justo valor do derivado de cobertura são reconhecidas em reservas, sendo transferidas para resultados nos períodos em que o respectivo item coberto afecta

resultados. A parte ineficaz da cobertura é registada em resultados no momento em que ocorre.

3.11. Existências

As existências são valorizadas ao menor do custo de aquisição ou do valor líquido de realização. As existências referem-se a materiais utilizados nas actividades internas de manutenção e conservação. As existências são reconhecidas inicialmente ao custo de aquisição, o qual inclui todas as despesas suportadas com a compra. O custo é determinado utilizando o método do custo médio ponderado.

O gás existente nos gasodutos e o gás armazenado no Terminal GNL e cavernas subterrâneas são propriedade dos utilizadores das infra-estruturas. O Grupo REN não compra, vende ou detém *stock* de gás.

3.12. Clientes e outras contas a receber

As rubricas de Clientes e outras contas a receber são reconhecidas inicialmente ao justo valor, sendo subsequentemente mensuradas ao custo amortizado, deduzido de ajustamentos por imparidade (se aplicável). As perdas por imparidade dos clientes e contas a receber são registadas, sempre que exista evidência objectiva de que os mesmos não são recuperáveis conforme os termos iniciais da transacção. As perdas por imparidade identificadas são registadas na demonstração dos resultados, em "Ajustamento de contas a receber", sendo subsequentemente revertidas por resultados, caso os indicadores de imparidade diminuam ou desapareçam.

3.13. Novação de transacções

A empresa do grupo, OMIClear funciona como a câmara de compensação do Mercado de Derivados de Electricidade do MIBEL. A OMIClear executa uma série de funções necessárias para que as transacções regulares no mercado sejam devidamente compensadas e liquidadas, nomeadamente:

i) Admissão de participantes no registo, compensação e liquidação das operações;
ii) Suporte no registo de operações e respectiva compensação e liquidação;
iii) Tomada da posição de Contraparte Central nas operações registadas;
iv) Definição da fórmula de cálculo e, consequentemente, o cálculo e gestão das garantias a prestar pelos participantes para o registo das operações, e a execução das funções de membro de compensação;
v) Controlo do risco assumido pelos detentores de posições registadas.

Através de novação, a OMIclear assume a posição de Contraparte Central em todas as operações que foram registadas, garantindo o cumprimento das obrigações de ambas as partes. Verificando-se o registo da operação, a OMIclear administra as posições daí resultantes através da sua neutralidade, funcionando como o comprador para o vendedor e vice-versa.

Os derivados são determinados pelo seu justo valor à data da transacção, que é zero. Alterações no justo valor dos derivados após a data da operação são ajustadas diariamente através de depósitos, tornando o seu justo valor novamente nulo. Os depósitos de garantia recebidos são apresentados no Balanço como um activo assim como as dívidas ao participante, como um passivo. Garantias bancárias e depósitos não colaterais não são apresentados no Balanço, de acordo com o IAS 39 Instrumentos Financeiros.

3.14. Depósitos restritos

A OMIClear recebe depósitos monetários dos participantes para garantir o cumprimento dos contratos de futuros, os quais são depositados numa conta bancária separada em nome da empresa. No entanto, o uso destes depósitos é restrito, podendo ser utilizados apenas quando um participante num contrato de futuros não cumpre com o contrato, sendo a OMIClear obrigada a assumir a sua posição perante a outra contraparte. Depósitos restritos são contabilizados como activos assim como a correspondente responsabilidade para com o participante. Estes depósitos são reembolsados quando o participante terminar as negociações de contratos de futuros com o MIBEL.

3.15. Caixa e equivalentes de caixa

O caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo, de liquidez elevada e com maturidades iniciais até 3 meses,

e descobertos bancários. Os descobertos bancários são apresentados no Balanço, no passivo corrente, na rubrica "Empréstimos obtidos correntes", e são considerados na elaboração da demonstração consolidada dos fluxos de caixa, como caixa e equivalentes de caixa.

3.16. Capital social

As acções ordinárias são classificadas no capital próprio. Os custos directamente atribuíveis à emissão de novas acções ou opções são apresentados no capital próprio como uma dedução, líquida de impostos, ao montante emitido.

As acções próprias adquiridas através de contrato ou directamente no mercado são reconhecidas no capital próprio, em rubrica própria. De acordo com o código das sociedades a REN SGPS tem de garantir a cada momento a existência de reservas no Capital Próprio para cobertura do valor das acções próprias, limitando o valor das reservas a disponíveis para distribuição.

As acções próprias são registadas ao custo de aquisição, se a compra for efectuada à vista, ou ao justo valor estimado se a compra for diferida.

3.17. Passivos financeiros

A IAS 39 prevê a classificação dos passivos financeiros em duas categorias:

i) Passivos financeiros ao justo valor por via de resultados;
ii) Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros incluem Empréstimos obtidos (Nota 3.18) e Fornecedores e outras contas a pagar. Os fornecedores e outras contas a pagar são reconhecidas inicialmente ao justo valor e subsequentemente são mensurados ao custo amortizado de acordo com a taxa de juro efectiva.

Os passivos financeiros são desreconhecidos quando as obrigações subjacentes se extinguem pelo pagamento, são canceladas ou expiram.

3.18. Empréstimos obtidos

Os empréstimos obtidos são inicialmente reconhecidos ao justo valor, líquido de custos de transacção incorridos. Os empréstimos são subsequentemente apresentados ao custo amortizado sendo a diferença entre o valor nominal e o justo valor inicial reconhecida na demonstração dos resultados consolidados ao longo do período do empréstimo, utilizando o método da taxa de juro efectiva.

Os empréstimos obtidos são classificados no passivo corrente, excepto se a REN possuir um direito incondicional de diferir o pagamento do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço, sendo neste caso classificados no passivo não corrente.

3.19. Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre rendimento do período compreende os impostos correntes e os impostos diferidos. Os impostos sobre o rendimento são registados na demonstração dos resultados consolidada, excepto quando estão relacionados com itens que sejam reconhecidos directamente nos capitais próprios. O valor de imposto corrente a pagar, é determinado com base no resultado antes de impostos, ajustado de acordo com as regras fiscais.

Os impostos diferidos são reconhecidos usando o método do passivo com base no balanço, considerando as diferenças temporárias resultantes da diferença entre a base fiscal de activos e passivos e os seus valores nas demonstrações financeiras consolidadas.

Os impostos diferidos são calculados com base na taxa de imposto em vigor ou já oficialmente comunicada, à data do balanço e que se estima que seja aplicável na data da realização dos impostos diferidos activos ou na data do pagamento dos impostos diferidos passivos.

Os impostos diferidos activos são reconhecidos na medida em que seja provável que existam lucros tributáveis futuros disponíveis para utilização da diferença temporária. Os impostos diferidos passivos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis, excepto as relacionadas com: i) o reconhecimento inicial do *goodwill*; ou ii) o reconhecimento inicial de activos e passivos, que não resultem de uma concentração de actividades, e que à data da transacção não afectem o resultado contabilístico ou fiscal. Contudo, no que se refere às diferenças temporárias tributáveis relacionadas com investimentos em filiais, estas não devem ser reconhecidas na medida em que: i) a empresa mãe tem capacidade para controlar o período da reversão da diferença temporária; e ii) é provável que a diferença temporária não reverta num futuro próximo.

3.20. Benefícios aos empregados

A REN concede complementos de pensões de reforma e sobrevivência (doravante designado de plano de pensões), assegura aos seus reformados e pensionistas um plano de assistência médica e atribui outros benefícios como prémio de antiguidade, prémio de reforma e subsídio de morte.

i) Plano de Pensões da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Os complementos de reforma e sobrevivência atribuídos aos empregados, constituem um plano de benefícios definidos, com fundo autónomo constituído para o qual são transferidas a totalidade das responsabilidades e entregues as dotações necessárias para cobrir os respectivos encargos que se vão vencendo em cada um dos períodos.

As responsabilidades com o pagamento das referidas prestações, são estimadas anualmente por actuários independentes, sendo utilizado o método do crédito da unidade projectada. O valor presente da obrigação do benefício definido é determinado pelo desconto dos pagamentos futuros dos benefícios, utilizando a taxa de juro de obrigações de *rating* elevado denominadas na mesma moeda em que os benefícios serão pagos e com uma maturidade que se aproxima das da responsabilidade assumida.

O passivo reconhecido no balanço relativamente a responsabilidades com benefícios de reforma, corresponde ao valor presente da obrigação do benefício determinado à data de balanço, deduzido do justo valor dos activos do plano, juntamente com ajustamentos relativos a custos de serviços passados.

ii) Plano de Assistência Médica e outros benefícios da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

As responsabilidades assumidas referentes aos Cuidados Médicos não se encontram fundeadas, estando cobertas por provisão específica.

A mensuração e reconhecimento das responsabilidades com o plano de Assistência Médica são idênticos ao referido para o benefício de complementos de reforma apresentado acima, excepto no que se refere aos activos do plano.

A REN reconhece todos os ganhos e perdas actuariais apurados de todos os planos em vigor directamente nos capitais próprios, conforme Demonstração dos rendimentos e gastos no exercício.

iii) Contratos de Seguros de Vida da REN Gasodutos e REN Atlântico

Estas empresas garantem aos seus funcionários um contrato de seguro de vida. Os custos são assumidos durante o período em que os mesmos se encontram no activo. Estas responsabilidades estão cobertas por provisão específica.

3.21. Provisões

As provisões são reconhecidas quando a REN tem: i) uma obrigação presente legal ou construtiva resultante de eventos passados; ii) para a qual é mais provável do que não que seja necessário um dispêndio de recursos internos no pagamento dessa obrigação; e iii) o montante possa ser estimado com razoabilidade. Sempre que um dos critérios não seja cumprido ou a existência da obrigação esteja condicionada à ocorrência (ou não ocorrência) de determinado evento futuro, a REN divulga tal facto como um passivo contingente, salvo se a avaliação da exigibilidade da saída de recursos para pagamento do mesmo seja considerada remota.

As provisões são mensuradas ao valor presente dos dispêndios estimados para liquidar a obrigação utilizando uma taxa antes de impostos, que reflecte a avaliação de mercado para o período do desconto e para o risco da provisão em causa.

3.22. Subsídios do Estado e outros

Estes subsídios referem-se a subsídios recebidos pelo investimento em activos reconhecidos como activos fixos tangíveis, e são reconhecidos como um rendimento diferido na rubrica de "Fornecedores e outras contas a pagar".

Os subsídios recebidos do Estado português e da União Europeia são reconhecidos pelo seu justo valor quando existe uma certeza razoável de que o subsídio será recebido.

Os activos de exploração entregues à REN por novos produtores ligados à RNT ou outras entidades, são também registados como subsídios recebidos.

Os subsídios são subsequentemente creditados na demonstração dos resultados consolidados numa base pro-rata da depreciação dos activos a que estão associados.

Subsídios à exploração são reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados no mesmo período em que os gastos associados são incorridos.

3.23. Custos e proveitos

Os custos e proveitos são registados no período a que se referem, independentemente do seu pagamento ou recebimento, de acordo com o princípio contabilístico da especialização dos exercícios. As diferenças entre os montantes recebidos e pagos e os correspondentes réditos e gastos são reconhecidas como activos ou passivos, se qualificarem como tal.

3.24. Diferenças tarifárias

Nas actividades reguladas, o regulador estabelece critérios de alocação de ganhos ou perdas em anos futuros, através de ajustamento tarifário aplicável a anos futuros. De acordo com a estrutura das IFRS os desvios tarifários são activos ou passivos regulatórios, dependentes de eventos futuros que não são passíveis de reconhecimento. Os referidos valores são registados como proveitos ou custos nos anos em que são incorporados nas tarifas efectivamente facturadas aos clientes.

3.25. Rédito

Segmento da electricidade

O reconhecimento do rédito para as actividades concessionadas é efectuado com base na informação da electricidade transmitida para os distribuidores e dos serviços implicitamente prestados, considerando as tarifas definidas anualmente pelo regulador, para as actividades de transporte de electricidade e gestão global do sistema.

Relativamente à actividade de intermediação na compra e venda de electricidade (agente) a REN reconhece como rédito a remuneração obtida sobre o valor líquido contabilístico dos activos afectos a esta actividade.

Relativamente à actividade de Agente Comercial, exercida pela empresa do grupo, a REN Trading, entidade responsável pela gestão da energia eléctrica produzida pelos dois CAE não cessados (Tejo Energia e Turbogás), esta é remunerada através de um mecanismo de incentivo.

Para incentivar a actividade de *trading* do Agente Comercial, a ERSE, no início de 2008, fixou o mecanismo de optimização da gestão dos CAE, o mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO_2, assim como os valores dos parâmetros a vigorarem para o ano de 2008. Os réditos obtidos com a aplicação destes mecanismos, constituem a principal parcela dos resultados da actividade do Agente Comercial.

Os réditos obtidos destas actividades são regulados pela ERSE, a entidade reguladora para a electricidade. De acordo com o regulamento tarifário as tarifas a serem aplicadas aos clientes finais (domésticos, industriais e outros) são fixados anualmente para cada componente do sistema, tais como: produção; transporte e distribuição. Os resultados da REN, S.A. referem-se maioritariamente ao transporte de electricidade e a gestão global do sistema eléctrico.

A tarifa para o transporte de electricidade tem a finalidade de recuperar:

i) a depreciação dos activos da concessão classificados como equipamento de transporte da electricidade;
ii) um retorno no valor médio contabilístico dos activos associados à actividade, de acordo com as taxas definidas anualmente pelo regulador; e
iii) custos operacionais (associados à actividade, remunerações, e outros), deduzidos dos resultados obtidos com o transporte de electricidade imputados a terceiros.

A tarifa para a gestão global do sistema tem a finalidade de recuperar:

i) a depreciação dos activos da concessão associados à gestão global do sistema;
ii) a depreciação dos activos da concessão relativos aos sítios dos centros electroprodutores;
iii) a remuneração do valor líquido contabilístico médio dos sítios (terrenos) dos centros electroprodutores;
iv) a remuneração do valor líquido contabilístico médio dos activos associados à actividade, de acordo com as taxas definidas anualmente pelo regulador;
v) custos operacionais (associados à actividade, remunerações, e outros); e
vi) custos operacionais da entidade reguladora.

Segmento do gás

Os réditos das actividades resultantes da concessão do gás são determinados com base: i) na informação sobre o descarregamento e regaseificação de unidades de

gás no Terminal GNL; ii) nas unidades de gás injectado, armazenado e extraído das câmaras subterrâneas; e iii) na capacidade usada e unidades de gás transportadas pela rede de alta pressão. O rédito é calculado de acordo com as tarifas determinadas pelo regulador a partir de 1 de Julho de 2007. Até 30 de Junho de 2007, o rédito foi determinado de acordo com os acordos de transição assinados com a Transgás, o principal utilizador da capacidade dos activos do gás detidos pelo Grupo REN.

Segmento das telecomunicações

Os réditos de telecomunicações resultam dos serviços prestados pela empresa do grupo Rentelecom, com o arrendamento da fibra óptica, beneficiando da capacidade excedentária dos equipamentos instalados. Nesta área são ainda prestados serviços de gestão de redes privativas de voz. O rédito é reconhecido no período em que o serviço é prestado, com referência à percentagem de conclusão da cada transacção específica, avaliada tendo em conta os serviços já prestados e o total dos serviços a prestar.

Rédito da gestão do Mercado de Derivados

A gestão do Mercado de Derivados de electricidade, no âmbito do MIBEL, origina o pagamento de uma comissão por cada operação negociada, aquando do registo da mesma.

3.26. Locações

Locações de activos fixos tangíveis, relativamente às quais a REN detém substancialmente todos os riscos e benefícios inerentes à propriedade do activo são classificados como locações financeiras. São igualmente classificadas como locações financeiras os acordos em que a análise de uma ou mais situações particulares do contrato aponte para tal natureza. Todas as outras locações são classificadas como locações operacionais.

As locações financeiras são capitalizadas no início da locação pelo menor entre o justo valor do activo locado e o valor presente dos pagamentos mínimos da locação, cada um determinado à data de início do contrato. A dívida resultante de um contrato de locação financeira é registada líquida de encargos financeiros, na rubrica de Empréstimos. Os encargos financeiros incluídos na renda e a depreciação dos activos locados, são reconhecidos na Demonstração dos resultados consolidados, no período a que dizem respeito.

Os activos tangíveis adquiridos através de locações financeiras são depreciados pelo menor entre o período de vida útil do activo e o período da locação quando o Grupo não tem opção de compra no final do contrato, ou pelo período de vida útil estimado quando o Grupo tem a intenção de adquirir os activos no final do contrato.

Nas locações consideradas operacionais, as rendas devidas são reconhecidas como custo na demonstração dos resultados numa base linear, durante o período da locação.

4. Políticas de gestão do risco financeiro

4.1. Factores do risco financeiro

As actividades da REN estão expostas a uma variedade de factores de risco financeiro: risco de crédito, risco de liquidez e risco de fluxos de caixa associado à taxa de juro, entre outros.

A REN desenvolveu e implementou um programa de gestão do risco que, conjuntamente com a monitorização permanente dos mercados financeiros, procura minimizar os potenciais efeitos adversos na performance financeira do Grupo REN.

A gestão do risco é conduzida pelo departamento financeiro com base em políticas aprovadas pela Administração. O departamento financeiro identifica, avalia e realiza operações com vista à minimização dos riscos financeiros em estrita cooperação com as unidades operacionais da REN.

A Administração define os princípios para a gestão do risco como um todo e políticas que cobrem áreas específicas, como o risco cambial, o risco de taxa de juro, risco de crédito, o uso de derivados e outros instrumentos financeiros não derivados, bem como o investimento do excesso de liquidez.

i. Risco de taxa de câmbio

A REN não tem operações significativas em moeda estrangeira.

ii. Risco de crédito

O risco de crédito da REN é reduzido, uma vez que parte significativa da prestação de serviços é reconhecida pela facturação emitida aos distribuidores de electricidade e gás natural. O número reduzido de clientes da REN

resulta das características do mercado português de electricidade e gás, pelo que o risco de crédito do Grupo não aumenta com esta situação.

No que se refere às aplicações financeiras do grupo, classificadas como "Caixa e equivalentes de caixa", estas estão contratadas junto de instituições financeiras com um rating entre A e A+.

iii. Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da REN é efectuada através de uma gestão flexível do papel comercial, e da negociação de linhas de crédito disponíveis a todo o momento.

A tabela seguinte analisa os passivos financeiros da REN e os derivados financeiros, pelo líquido por grupos de maturidade relevantes, tendo por base o período remanescente até à maturidade contratual à data de balanço. Os montantes que constam da tabela são *cash-flows* contratuais não descontados:

	"Menos de 1 ano"	"Entre 1 a 5 anos"	"Mais de 5 anos"
31 de Dezembro de 2007			
Empréstimos obtidos:			
- locações financeiras	998	1.309	-
- empréstimos	39.907	280.744	227.696
- papel comercial	1.306.000	300.000	-
- descobertos bancários	23.704	-	-
Fornecedores e contas a pagar	259.472	900	-

	"Menos de 1 ano"	"Entre 1 a 5 anos"	"Mais de 5 anos"
31 de Dezembro de 2008			
Empréstimos obtidos:			
- *leasings* financeiros	1.100	2.818	-
- empréstimos	49.903	165.389	430.323
- papel comercial	449.000	200.000	-
- empréstimos obrigacionistas	0	500.000	-
- descobertos bancários	41.023	-	-
Fornecedores e contas a pagar	271.139	-	-
Instrumentos financeiros derivados	876	-	-

A estimativa de juros a pagar relativa aos empréstimos e swap são referidos no quadro seguinte:

	31 de Dezembro de 2008			
	Menos de 1 ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Empréstimos obtidos:				
Leasings financeiros	1.223	2.563	0	3.786
Empréstimos bancários	68.203	252.811	525.692	846.706
Papel comercial	454.502	200.000	0	654.502
Empréstimos obrigacionistas	31.875	627.500	0	659.375
Descobertos bancários	41.643			41.643
	597.446	1.082.874	525.692	2.206.012
Instrumentos financeiros derivados	1.571	-368	-	1.203

iv. Risco de taxa de juro

O risco associado à flutuação da taxa de juro tem dois impactos nas contas do Grupo: na remuneração dos activos da empresa, conforme o regulamento tarifário; e no serviço da dívida contratada.

Uma vez que parte significativa dos activos da REN tem um rendimento garantido através das tarifas, reflectindo tendencialmente a taxa de juro do mercado, os seus fluxos de caixa operacionais são substancialmente afectados pelas alterações da taxa de juro de mercado. Acréscimos desta taxa determinam aumentos substanciais dos fluxos de caixa e vice-versa.

A REN apresenta exposição ao risco de taxa de juro, principalmente por via dos empréstimos do Grupo. Os empréstimos emitidos com taxa variável expõem a REN ao risco associado aos fluxos de caixa, decorrentes de alterações na taxa de juro. Os empréstimos emitidos com taxa fixa expõem a REN ao risco de justo valor, decorrente de alterações na taxa de juro.

A REN efectua a análise da sua exposição ao risco de taxa de juro numa base dinâmica. Durante o exercício de 2008, a REN efectuou uma emissão de dívida de taxa fixa no montante de 500 milhões de euros, mas contratou na mesma data *swaps* de taxa de juro com características idênticas às da dívida, para fazer a cobertura económica do risco de justo valor.

Análise de sensibilidade dos custos de financiamento a variações na taxa de juro

Foi efectuada uma análise de sensibilidade com base na dívida total do Grupo REN subtraída das aplicações de fundos e das disponibilidades, com referência a 31 de Dezembro dos anos de 2007 e 2008.

2007

Tendo por referência a dívida líquida do Grupo em 31 de Dezembro de 2007, um acréscimo de 1,5% nas taxas de juro resultaria num incremento dos custos financeiros líquidos anuais de 29 018 milhares de euros.

2008

Tendo por referência a dívida líquida do Grupo em 31 de Dezembro de 2008, um acréscimo de 1,5% nas taxas de juro resultaria num incremento dos custos financeiros líquidos anuais de 18 542 milhares de euros.

v. Riscos da actividade regulada

Os ganhos registados em cada exercício pela REN resultam directamente dos pressupostos considerados pelo regulador, a ERSE, na definição das tarifas.

vi. Câmara de compensação

Sendo a OMIclear a entidade responsável pela gestão da plataforma de compensação do mercado de derivados Ibérico, assume um papel de contraparte central nos contratos de derivados negociados (principalmente contratos de futuros), assumindo-se como parte compradora numa posição de venda e como parte vendedora numa posição de compra.

A OMIclear virtualmente elimina ou reduz uma série de riscos, nomeadamente:

i) Crédito - de uma das partes, honrando os seus compromissos contratuais em relação à outra parte;
ii) Liquidação financeira - assegurando, multilateralmente, os débitos e créditos da operação;
iii) Operacional - mantendo o controlo e supervisão dos procedimentos e mecanismos do mercado;
iv) Sistémico - tem em conta a introdução do *netting* multilateral.

4.2. Gestão do risco de capital

O objectivo do Grupo REN em relação à gestão de capital, que é um conceito mais amplo do que o capital relevado na face balanço, é manter uma estrutura de capital óptima, através da utilização prudente de dívida e mantendo um *rating* de crédito sólido que lhe permita reduzir o custo de capital.

A contratação de dívida é analisada periodicamente através da ponderação de factores como: i) as necessidades de CAPEX em activos regulados; ii) a taxa de remuneração dos activos regulados prevista no regulamento tarifário em vigor; e a política de dividendos definida.

A REN monitoriza ainda o seu capital total com base no rácio de *gearing*, o qual é determinado como sendo a dívida líquida a dividir pelo capital. A dívida líquida é calculada como o montante total de empréstimos (incluindo os saldos correntes e não-correntes conforme divulgado no balanço) deduzido dos montantes de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é calculado através da soma dos capitais próprios (como divulgado no balanço) acrescido da dívida líquida.

Em 2008, a estratégia da REN foi manter um *gearing* entre 60% e 70%. Os rácios de *gearing* em 31 de Dezembro de 2008 e 2007 eram os seguintes:

	2008	2007
Empréstimos totais (nota 21)	1.836.667	2.057.074
Menos: Caixa e equivalentes de caixa (nota 18)	(101.431)	(125.920)
Dívida líquida	1.735.246	1.931.154
Capitais próprios	1.011.676	1.006.329
Capital Total	**2.746.922**	**2.937.483**
Gearing	63%	66%

4.3. Contabilização de instrumentos financeiros derivados

Como parte da sua actividade de agente na gestão dos CAEs da Turbogás e TejoEnergia, a empresa do grupo, a REN Trading negoceia contratos futuros da aquisição de energia, no mercado espanhol ou francês e contratos *forward* de licenças de CO_2. Estes contratos não qualificam como instrumentos financeiros derivados

a registar nas demonstrações financeiras do Grupo, uma vez que se equiparam a derivados negociados para "uso próprio" no âmbito das responsabilidades assumidas com a gestão dos CAEs.

O OMIP, entidade gestora do Mercado de derivados do MIBEL e, mais especificamente, a OMIclear, detida em 90% pelo OMIP, monitoriza as suas actividades, como contraparte central nas negociações de derivados da electricidade (principalmente contratos de futuros), tornando-se comprador em relação a uma posição vendedora (e vice-versa) através de novação, equilibrando todas as posições.

Durante 2008, o Grupo procedeu à cobertura económica da sua exposição ao risco do justo valor da sua emissão obrigacionista no valor total de 500 milhões de euros, através de *swaps* de taxa de juro com as mesmas características da divida emitida (nocional de 500 milhões de euros). Embora não esteja contabilizada como cobertura contabilística, o objectivo desta cobertura económica é transformar a emissão de taxa fixa em taxa variável, de forma a que a variação de justo valor dos *swaps* de taxa de juro compense a variação de justo valor da dívida emitida decorrente de alterações no risco de taxa de juro.

O justo valor dos *swaps* de taxa de juro a 31 de Dezembro de 2008, era de 876 mil euros, montante reconhecido em resultados como um ganho em 2008.

5. Principais estimativas e julgamentos apresentados

As estimativas e julgamentos com impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN são continuamente avaliados, representando à data de cada relato a melhor estimativa da Administração, tendo em conta o desempenho histórico, a experiência acumulada e as expectativas sobre eventos futuros que, nas circunstâncias em causa, se acreditam serem razoáveis.

A natureza intrínseca das estimativas pode levar a que o reflexo real das situações que haviam sido alvo de estimativa possam, para efeitos de relato financeiro, vir a diferir dos montantes estimados. As estimativas e os julgamentos que apresentam um risco significativo de originar um ajustamento material no valor contabilístico de activos e passivos no decurso do exercício seguinte são as que seguem:

Estimativas contabilísticas relevantes

5.1. Provisões

A REN analisa de forma periódica eventuais obrigações que resultem de eventos passados e que devam ser objecto de reconhecimento ou divulgação.

A subjectividade inerente à determinação da probabilidade e montante de recursos internos necessários para o pagamento das obrigações poderá conduzir a ajustamentos significativos, quer por variação dos pressupostos utilizados, quer pelo futuro reconhecimento de provisões anteriormente divulgadas como passivos contingentes.

5.2. Pressupostos actuariais

A determinação das responsabilidades com pensões de reforma e assistência médica requer a utilização de pressupostos e estimativas, de natureza demográfica e financeira, que podem condicionar significativamente os montantes de responsabilidades apurados em cada data de relato. As variáveis mais sensíveis referem-se à taxa de actualização das responsabilidades, a taxa de rendimento estimada para os activos e as tabelas de mortalidade.

5.3. Activos tangíveis e intangíveis

A determinação das vidas úteis dos activos, bem como o método de depreciação a aplicar é essencial para determinar o montante das depreciações a reconhecer na demonstração dos resultados consolidados de cada exercício.

Estes dois parâmetros são definidos de acordo com o melhor julgamento da Administração para os activos e negócios em questão, considerando também as práticas adoptadas por empresas do sector ao nível internacional.

5.4. Propriedades de investimento

O cálculo do justo valor das propriedades de investimento à data da transição foi efectuado de acordo com a natureza de cada activo. Os aspectos considerados na determinação do justo valor foram as seguintes:

i) os *cashflows* descontados relativamente aos terrenos das centrais hidroeléctricas; e
ii) avaliações independentes efectuadas por avaliadores certificados relativamente aos terrenos das centrais térmicas e os outros terrenos e edifícios.

Os pressupostos considerados em cada avaliação correspondem à melhor estimativa da Administração para os referidos activos.

5.5. Imparidade

A determinação de uma eventual perda por imparidade pode ser despoletada pela ocorrência de diversos eventos, muitos dos quais fora da esfera de influência da REN, tais como: a disponibilidade futura de financiamento; o custo de capital; ou a manutenção da actual estrutura regulatória do mercado, bem como por quaisquer outras alterações, quer internas quer externas, ao Grupo REN.

A identificação dos indicadores de imparidade, a estimativa de fluxos de caixa futuros e a determinação do justo valor de activos implicam um elevado grau de julgamento por parte da Administração no que respeita à identificação e avaliação dos diferentes indicadores de imparidade, fluxos de caixa esperados, taxas de desconto aplicáveis, vidas úteis e valores residuais.

No que se refere às actividades específicas da REN, existem outros factores a considerar no teste da imparidade uma vez que os compromissos de aumentar a rede de infra-estruturas, as alterações de tarifa expectáveis ou a actual estratégia dos participantes no capital da REN que conjuntamente com outros factores, poderão levar a alterações no padrão ou montante dos fluxos de caixa futuros.

Julgamentos contabilísticos relevantes

5.6. Contrato de concessão

Tal como referido na política do serviço de concessão (Nota 3.2), a IFRIC 12 aplica-se às concessões atribuídas ao Grupo REN. Esta interpretação ainda não foi adoptada pela União Europeia, e apesar de se tratar apenas de uma interpretação e não de uma nova norma, o Grupo REN decidiu não efectuar qualquer alteração ao tratamento contabilístico dado actualmente aos contratos de concessão.



6. Informação por segmentos

6.1. Formato de relato principal - Segmentos de Negócio

O Grupo está organizado em dois principais segmentos de negócios, a Electricidade e o Gás, e dois segmentos secundários. O segmento da Electricidade inclui as actividades de transporte de electricidade em muita alta tensão, e a gestão global do sistema eléctrico de abastecimento público e a gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) não cessados em 30 de Junho de 2007. O segmento do gás inclui o transporte de gás em muito alta pressão e a gestão global do sistema nacional de abastecimento de gás natural, assim como a operação de regaseificação no terminal GNL, e o armazenamento subterrâneo de gás natural.

Embora as actividades do terminal GNL e do armazenamento subterrâneo possam ser vistas como distintas da actividade decorrente do transporte de gás e da gestão global do sistema nacional de gás natural, uma vez que estas actividades prestam serviços a um único utilizador, o qual é também o principal utilizador da rede de transporte de gás em alta pressão, considerou-se que as mesmas estão sujeitas aos mesmos riscos e benefícios.

Os outros segmentos (telecomunicações e gestão do mercado de derivados de electricidade) são também apresentados separadamente embora não qualifiquem para divulgação.

Os resultados por segmento para o exercício de 2007, são como se segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Grupo
Total de vendas e prestações de serviços	412.577	139.306	4.121	4.009	560.013
"Vendas e prestação de serviços inter-segmentos"	(913)	(865)	(1.008)	(2.535)	(5.321)
Vendas e prestação de serviços	**411.664**	**138.441**	**3.113**	**1.474**	**554.692**
Resultado operacional por segmento	166.056	55.488	2.696	(1.711)	256.061
Custo financeiro	(56.454)	(23.263)	-	(8)	(82.813)
Proveitos financeiros	706	4.463	1	145	5.317
Ganhos em *joint ventures*	-	8.896	-	-	8.896
Resultados antes do imposto					187.461
Imposto do exercício					(42.253)
Resultado líquido do exercício					145.208
Outros custos:					
Depreciações	78.913	44.403	11	581	123.919
Provisões	25.300	-	-		(14.878)

As transacções inter-segmentos são efectuadas a condições e termos de mercado, equiparáveis às transacções efectuadas com entidades terceiras.

Os activos e passivos por segmento, bem como os investimentos em imobilizado para o exercício de 2007, são como segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Não alocados	Grupo
Activos	2.619.225	1.209.689	3.376	47.613	80.606	3.960.509
Interesses em *joint ventures*	-	9.025	-	-	-	9.025
Total activos	2.619.225	1.218.714	3.376	47.613	80.606	3.969.534
Passivos	2.142.981	621.922	403	40.657	157.242	2.963.205
Investimento em activos fixos tangíveis	243.387	6.073	33	139	218	249.850

Os resultados por segmento para o exercício de 2008 são como se segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Não alocado	Grupo
Total de vendas e prestações de serviços	453.172	142.841	4.168	4.053	15.646	619.879
Vendas e prestação de serviços inter - segmentos	(106.976)	(882)	(392)	(1.551)	(15.646)	(125.448)
Vendas e Prestação de Serviços	**346.196**	**141.958**	**3.775**	**2.502**	**0**	**494.431**
Resultado Operacional por Segmento	187.834	59.202	3.194	-1.450	(18.601)	230.179
Custo financeiro	(64.455)	(9.516)	(385)	(105)	(15.877)	(90.338)
Proveitos financeiros	9.821	5.724		200	7.251	22.996
Ganhos em *joint ventures*		9.142				9.142
Resultados antes do imposto						171.979
Imposto do exercício						(44.552)
Resultado Líquido do exercício						**127.427**
Outros custos:						
Depreciações	84.710	44.335	12	620	44	129.721
Provisões para outros passivos e encargos	27.971					27.971

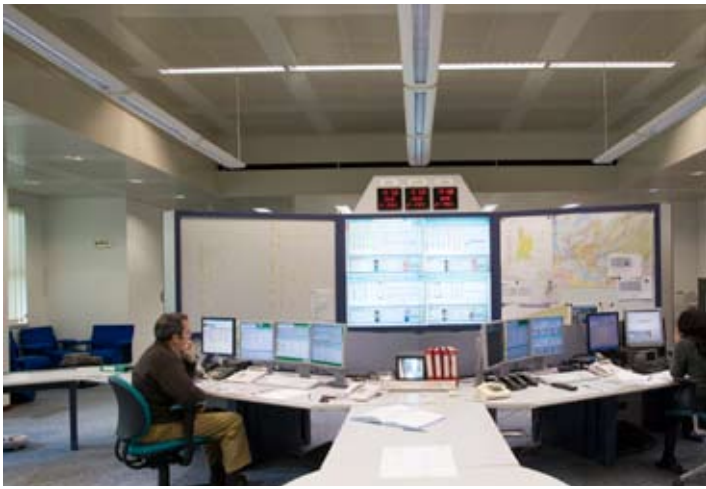
Os activos e passivos por segmento, bem como os investimentos em imobilizado para o exercício de 2008, são como segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Não alocado	Grupo
Activos	2.425.912	1.222.316	5.918	56.615	102.530	3.813.291
Investimentos em *joint ventures*		9.716				9.716
Total activos	2.425.912	1.232.032	5.918	56.615	102.530	3.823.007
Passivos	669.001	346.941	493	44.951	1.749.944	2.811.331
"Investimento em activos fixos tangíveis"	268.135	45.033		96	202	313.465

Os activos por segmento consistem essencialmente nos activos da concessão classificados na rubrica de activos fixos tangíveis e propriedades de investimento, bem como os clientes e contas a receber. Excluem-se os activos financeiros disponíveis para venda, apresentados como activo "não alocado". Os passivos por segmento compreendem os passivos operacionais, excepto os empréstimos não obtidos para financiamento da actividade de exploração, apresentados como passivo "não alocado".

Os investimentos em activos fixos referem-se a adições aos activos fixos tangíveis (Nota 7).

A maioria das empresas do Grupo REN opera exclusivamente numa área geográfica, em Portugal. Apenas a empresa do Grupo, OMIP, que tem a gestão do Mercado Ibérico de derivados de electricidade, e a Omiclear que é a câmara de compensação desse mercado, operam a nível Ibérico. Contudo essas transacções não são materiais para divulgar como segmento geográfico.



7. Activos fixos tangíveis

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 os movimentos registados em rubricas do activo fixo tangível foram como segue:

Movimentos no activo fixo tangível 2007

(Unidade: Mil euros)

	Terrenos	Edifícios e outras construções	Equipamento básico	Equipamento Transporte	Ferramentas	Equipamento Administrativo	Imobilizado em curso	Total
1 de Janeiro de 2007								
Custo de aquisição	1.727	97.108	3.533.367	4.484	2.854	26.691	142.210	3.808.441
Amortizações acumuladas	-	(28.116)	(1.244.403)	(2.702)	(2.298)	(18.516)	-	(1.296.035)
Valor líquido	**1.727**	**68.992**	**2.288.965**	**1.781**	**556**	**8.175**	**142.210**	**2.512.406**
31 de Dezembro de 2007								
Adições	-	23	3.811	685	473	1.357	243.501	249.850
Alienações	-	-	-	(398)	-	(3)	-	(401)
Transferências e abates	(24)	81	221.679		-	2.944	(224.097)	583
Depreciação - exercício	-	(3.337)	(100.500)	(631)	(305)	(2.914)	-	(107.688)
Depreciação - alienações	-	-	-	359	-	3	-	362
Depreciação - transf. e abates	-	-	(693)	-	-	(97)	-	(790)
Valor líquido	**1.703**	**65.759**	**2.413.261**	**1.796**	**724**	**9.464**	**161.614**	**2.654.320**
31 de Dezembro de 2007								
Custo de aquisição	1.703	97.212	3.758.857	4.771	3.327	30.989	161.614	4.058.472
Amortizações acumuladas	-	(31.453)	(1.345.596)	(2.975)	(2.603)	(21.525)	-	(1.404.152)
Valor líquido	**1.703**	**65.759**	**2.413.261**	**1.796**	**724**	**9.464**	**161.614**	**2.654.320**

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2008 os movimentos registados em rubricas do activo fixo tangível foram como segue:

Movimentos no activo fixo tangível 2008

(Unidade: Mil euros)

	Terrenos	Edifícios e outras construções	Equipamento básico	Equipamento transporte	Ferramentas	Equipamento administrativo	Imobilizado em curso	Total
1 de Janeiro de 2008								
Custo de aquisição	1.703	97.212	3.758.857	4.771	3.327	30.989	161.614	4.058.472
Amortizações acumuladas	-	(31.453)	(1.345.596)	(2.975)	(2.603)	(21.525)	0	(1.404.152)
Valor líquido	**1.703**	**65.759**	**2.413.261**	**1.796**	**724**	**9.464**	**161.614**	**2.654.320**
31 de Dezembro de 2008								
Adições	-	-	9.226	3.201	360	1.420	299.257	313.465
Alienações	-	-	(0)	(162)	-	(12)	-	(174)
Transferências e abates	2.088	95	214.986	(250)	0	2.566	(225.251)	(5.766)
Depreciação - exercício		(2.915)	(109.116)	(841)	(335)	(3.867)	-	(117.074)
Depreciação - alienações	-	-	0	117	-	10	-	127
Depreciação - transf. e abates	-	-	2.010	241	(0)	93	-	2.344
Valor líquido	**3.791**	**62.939**	**2.530.367**	**4.103**	**749**	**9.674**	**235.619**	**2.847.243**
31 de Dezembro de 2008								
Custo de aquisição	3.791	97.307	3.983.068	7.560	3.688	34.963	235.619	4.365.997
Amortizações acumuladas	-	(34.368)	(1.452.701)	(3.457)	(2.939)	(25.289)	-	(1.518.755)
Valor líquido	**3.791**	**62.939**	**2.530.367**	**4.103**	**749**	**9.674**	**235.619**	**2.847.243**

No que se refere ao negócio da electricidade as adições registadas referem-se essencialmente ao investimento na construção/renovação das subestações e linhas de transporte de energia, registadas em Equipamento básico.

No que se refere ao negócio do gás, as adições registadas dizem respeito à construção da terceira caverna de armazenagem, ligações a novos clientes, construção de uma GRMS, e arranque do projecto de construção do 3.º tanque no Terminal de Sines.

O valor de custos financeiros capitalizados no imobilizado em curso ascendeu a 8 828 milhares de euros (6 917 milhares de euros em 2007).

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2008 o valor líquido do imobilizado detido ao abrigo de locações financeiras é como segue:

	2008	2007
Valor bruto	5.052	3.616
Amortizações acumuladas	(1.139)	(1.633)
Valor líquido	**3.913**	**1.984**

As depreciações dos activos fixos tangíveis estão reconhecidas na rubrica "Depreciações do exercício" da Demonstração dos Resultados consolidados pela sua totalidade, excepto o valor de 1 143 milhares de euros (962 milhares de euros em 2007) que foi capitalizado em imobilizado em curso.

8. Activos Intangíveis

O valor dos intangíveis refere-se ao *goodwill* determinado na aquisição da REN - Atlântico, S.A., no âmbito do *unbundling* do negócio do gás natural.

(Unidade: Mil euros)

	2008	2007
A 1 de Janeiro		
Custo de aquisição	3.774	3.774
Imparidade acumulada	-	-
Valor líquido	**3.774**	**3.774**
Adições	-	-
Abates	-	-
Imparidade	-	-
Valor líquido	**3.774**	**3.774**
31 de Dezembro		
Custo de aquisição	3.774	3.774
Imparidade acumulada	-	-
Valor líquido	**3.774**	**3.774**

Teste de imparidade ao *Goodwill*

A REN efectuou o teste de imparidade ao *goodwill* na data do balanço, ao nível da unidade geradora de caixa a que corresponde, a REN Atlântico. A actividade desta empresa está sujeita a um contrato de concessão e à regulação tarifária, pelo que o valor recuperável foi determinado com base no valor de uso. As projecções de *cashflow* efectuadas tomam em consideração as condições regulatórias expectáveis para o período de concessão remanescente, sendo o pressuposto mais relevante, na determinação dos mesmos, a taxa de remuneração dos activos regulados. Os *cashflows* foram descontados, considerando uma taxa de juro média de mercado antes de impostos ajustada para o risco da actividade de regaseificação de gás natural, de 8% (taxa de desconto após impostos de 6,057%).

O valor recuperável calculado foi de 153 968 milhares de euros valor que permite a recuperação do valor do imobilizado líquido acrescido do *goodwill* de 3 774 milhares de euros.

9. Propriedades de Investimento

As propriedades de investimento são compostas pelos terrenos dos centros electroprodutores térmicos e hídricos e terrenos e edifícios não afectos às actividades concessionadas da REN, tendo apresentado a seguinte evolução:

	2008	2007
A 1 de Janeiro		
Valor bruto	505.248	527.078
Amortizaçoes acumuladas	(77.650)	(62.943)
Valor líquido	**427.598**	**464.136**
Alienações	-	(19.344)
Depreciações	(13.790)	(17.193)
Abate por realização	(85.128)	-
	(98.918)	**(36.537)**
A 31 de Dezembro		
Valor bruto	420.120	505.248
Amortizaçoes acumuladas	(91.440)	(77.650)
Valor líquido	**328.680**	**427.599**

Estes activos integram o segmento de negócio da Electricidade.

A diminuição registada nas propriedades de investimento relativamente a 31 de Dezembro de 2007, refere-se a uma redução de valor registada em Abril de 2008, decorrente do recebimento das rendas vencidas dos terrenos hídricos do período de 1999 a 2003, que estavam incorporadas no valor dos *cashflows* a receber.

Para os exercícios apresentados o justo valor das propriedades de investimento é o seguinte:

Propriedade de investimento a JV

	2008	2007
Terrenos afectos às centrais hidroeléctricas	292.493	400.367
Terrenos afectos às centrais térmicas	21.949	21.949
Outros terrenos e edifícios	7.202	7.205
Total	321.644	429.521

O justo valor das propriedades de investimento foi determinado a 31 de Dezembro de 2008, de acordo com a natureza de cada activo.

O justo valor dos terrenos das centrais hidroeléctricas foi determinado com base nos *cashflows* descontados estimados até ao final da concessão. Os *cashflows* incluem: a remuneração de valor igual ao valor da depreciação, a remuneração anual calculada de acordo com a taxa de inflação, conforme portaria publicada em Abril de 2007. A taxa de desconto utilizada (*post-tax*) foi de 4,20% (em 2007 6,75%) determinada com base nas taxas de juro das OTs do Estado Português, interpoladas para o período médio de vida útil destes terrenos (14 anos).

A diferença apurada entre o justo valor apurado e o valor contabilístico dos activos classificados como propriedades de investimento, refere-se aos terrenos das centrais hidroeléctricas e resulta das flutuações verificadas nas taxas de juro, decorrentes da conjuntura dos mercados financeiros. Considerando o período de vida útil médio dos activos em avaliação, não é expectável que as diferenças apuradas sejam irreversíveis, pelo que não se considera que exista uma perda definitiva do valor dos activos.

O justo valor dos terrenos das centrais térmicas, foi determinado com base nas avaliações independentes efectuadas à data da transição para IFRS, uma vez que os terrenos não sofreram alterações significativas.

O justo valor dos outros terrenos e edifícios não afectos às actividades da concessão foi também determinado com base nas avaliações independentes efectuadas à data da transição, uma vez que ocorreram alterações significativas nos terrenos e edifícios.

A rubrica de outros proveitos operacionais inclui 790 milhares de euros referentes a rendas recebidas (600 milhares de euros em 2007) e 8 659 milhares de euros (12 126 milhares em 2007) referentes à remuneração dos terrenos hídricos de 2006-2007, bem como 67 152 milhares de euros referentes à realização das rendas vencidas do período de 1999 a 2003.

Não existem custos específicos suportados com as propriedades de investimento, na demonstração dos resultados.

10. Interesses em *joint ventures*

Tal como referido na Nota 1, com a aquisição do negócio do transporte de gás natural, o Grupo REN adquiriu duas *joint ventures* formadas com a Enagás, a entidade responsável pelo transporte de gás natural em Espanha.

Estas *joint ventures* foram criadas com o objectivo de gerir conjuntamente a capacidade de transporte de alguns sectores dos gasodutos da REN Gasodutos, S.A., com a alocação a cada um dos sócios de uma quota de capacidade de transporte, de forma a garantir a maximização da sua utilização. A rendibilidade destas empresas é assegurada pelos dois parceiros (REN e Enagás) através da fixação do preço anual a pagar por cada unidade de gás natural transportado.

Interesses em *joint ventures*

	2008	2007
1 de Janeiro	9.025	8.620
Aquisições de *Joint Ventures*	-	-
Ganhos / (Perdas)	9.142	8.896
Dividendos recebidos	(8.451)	(8.491)
31 de Dezembro	9.716	9.025

Os activos e passivos a 31 de Dezembro de 2008, e os rendimentos e gastos gerados desde a data de aquisição, conforme reconhecido nas demonstrações financeiras individuais das empresas em *joint venture*, são como segue:

	2008		2007	
	Gasoduto Braga-Tuy	Gasoduto Campo Maior - Leiria-Braga	Gasoduto Braga - Tuy	Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga
Activos				
Não correntes	14.420	73.873	14.971	76.477
Correntes	4.370	8.367	3.194	13.439
	18.790	82.240	18.165	89.916
Passivos				
Não correntes	7.622	25.076	8.168	30.074
Correntes	4.283	17.481	3.183	20.902
	11.905	42.557	11.351	50.976
Capital Próprio	6.885	39.683	6.814	38.940
	6.885	39.683	6.814	38.940
Actividade no ano				
Rendimentos	3.828	24.960	3.715	24.465
Gastos	(2.660)	(15.248)	(2.561)	(15.024)
Resultado líquido	1.168	9.712	1.154	9.441
% participação detida	51%	88%	51%	88%
	595	**8.546**	**588**	**8.308**

O interesse nas *joint ventures* foi adquirido no âmbito do *unbundling* do negócio do gás natural, fazendo parte dos activos integrados na REN Gasodutos. Na data da aquisição, o justo valor do interesse nestas entidades refere-se ao valor dos dividendos pré-aquisição (lucros gerados até Setembro de 2006) a receber das sociedades. O restante valor dos capitais próprios das sociedades foi considerado nulo devido ao facto de após a entrada em vigor do regulamento tarifário, todos os ganhos gerados por estas sociedades reverterem para as tarifas.

O valor de dividendos recebidos em 2008, referem-se à quota-parte da empresa do grupo REN Gasodutos nos lucros gerados pelas sociedades no exercício de 2007, e disponíveis para distribuição.





11. Activos e passivos por Impostos Diferidos

Em 31 de Dezembro de 2008, os saldos reconhecidos relativamente a impostos diferidos são apresentados no balanço consolidado pelo seu valor bruto.

O impacto dos movimentos nas rubricas de impostos diferidos, ocorrido para os exercícios apresentados, foi como segue:

	2008	2007
Capital Próprio		
Imposto diferido	7.389	(2.689)
	7.389	**(2.689)**
Aquisição de Subsidiárias		
Imposto diferido	-	-
	-	-
Demonstração de Resultados		
Imposto diferido	105.354	21.452
Imposto corrente	(149.906)	(63.705)
	(44.552)	**(42.253)**

Impacto dos movimentos nas rubricas de Impostos diferidos

	2008	2007
Impacto na demonstração dos resultados		
Activos por impostos diferidos	20.481	1.294
Imposto diferido na reversão da reserva justo valor	-	
Passivos por impostos diferidos	84.873	20.158
	105.354	21.452
Impacto na aquisição de filiais		
Passivos por impostos diferidos	-	
Impactos no capital próprio		
Activos por impostos diferidos	6.250	(1.550)
Passivos por impostos diferidos	1.139	(1.139)
	7.389	(2.689)
Impacto líquido dos impostos diferidos	**112.744**	**18.763**

Os movimentos ocorridos nas rubricas de activos e passivos por impostos diferidos para os exercícios apresentados são como segue:

Activos por impostos diferidos - Movimentos do ano

	Provisões	Prejuízos fiscais	Pensões	Outros	Total
A 1 de Janeiro de 2007	**6.730**	**7**	**9.906**	**3.029**	**19.672**
Período findo em 31 de Dezembro					
Constituição/reversão por capital			(1.550)		(1.550)
Reversão por resultados	(5.389)		(593)	(132)	(6.114)
Constituição por resultados	6.835	(7)	(339)	919	7.408
Movimento do período	**1.446**	**(7)**	**(2.482)**	**787**	**(256)**
A 31 de Dezembro de 2007	**8.176**	**-**	**7.424**	**3.816**	**19.416**

	Provisões	Prejuízos fiscais	Pensões	Propriedades investimento	Activos disponíveis para venda	Outros	Total
A 1 de Janeiro de 2008	**8.176**	**-**	**7.424**	**-**	**-**	**3.816**	**19.416**
Período findo em 31 de Dezembro							
Constituição/reversão por capital	-	-	5.290	-	960	-	**6.250**
Reversão por resultados	(23)	-	(737)	-	-	(111)	**(872)**
Constituição por resultados	7.436	23	-	11.580	-	2.314	**21.353**
Movimento do período	**7.413**	**23**	**4.553**	**11.580**	**960**	**2.203**	26.731
A 31 de Dezembro de 2008	**15.588**	**23**	**11.977**	**11.580**	**960**	**6.019**	**46.147**

Passivos por impostos diferidos - Movimentos do ano

	Agente	Equipamento Transporte electricidade	Propriedades de Investimento	Reavaliação antes de GAAP	Activos disponíveis para Venda	Justo Valor activos gás	Outros	Total
A 1 de Janeiro de 2007	**126.431**	**13.465**	**16.438**	**37.189**	**-**	**3.841**	**-**	**197.364**
Período findo em 31 de Dezembro								
Constituição/reversão por capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição por resultados		4.904	-	-	1.139	-		**6.043**
Reversão por resultados	(16.784)	-	(5.747)	1.262		(3.831)	38	(25.062)
Movimentos do período	**(16.784)**	**4.904**	**(5.747)**	**1.262**	**1.139**	**(3.831)**	**38**	(19.019)
A 31 de Dezembro de 2007	**109.647**	**18.369**	**10.691**	**38.451**	**1.139**	**10**	**38**	**178.345**

	Agente	Equipamento Transporte electricidade	Propriedades de investimento	Reavaliação anterior de GAAP	Activos disponíveis para venda	Outros	Total
A 1 de Janeiro de 2008	109.647	18.369	10.691	38.451	1.139	48	178.345
Período findo em 31 de Dezembro							
Constituição/reversão por capital	-	-	-	-	(1.139)		(1.139)
Constituição por resultados	-	4.697	-			232	4.929
Reversão por resultados	(76.660)	-	(10.691)	(2.403)		(48)	(89.802)
Movimentos do período	**(76.660)**	**4.697**	**(10.691)**	**(2.403)**	**(1.139)**	**184**	**(86.012)**
A 31 de Dezembro de 2008	**32.987**	**23.066**	**-**	**36.048**	**-**	**232**	**92.333**



As reavaliações fiscais resultam da actualização do valor dos activos efectuada no normativo POC, com base em diplomas do Governo onde são definidos os coeficientes de desvalorização monetária. O efeito destes impostos diferidos reflecte a não dedução fiscal de 40% da reavaliação efectuada.

12. Activos e passivos financeiros por categoria

As políticas contabilísticas para instrumentos financeiros de acordo com a IAS 39, foram aplicadas aos seguintes activos e passivos financeiros:

2007	Créditos e valores a receber	Activos financeiros disponíveis para venda	Outros passivos financeiros	Activos/ passivos não financeiros	Total
Activos					
Caixa e equivalentes de caixa	125.917	-	-	3	125.920
Depósitos de garantia recebidos	39.765	-	-	-	39.765
Clientes e outras contas a receber	602.524	-	-	9.197	611.721
Activos financeiros disponíveis para venda	-	59.567	-	-	59.567
Total activos financeiros	**768.206**	**59.567**	-	9.200	**836.973**
Passivos					
Empréstimos obtidos	-	-	2.057.074	-	2.057.074
Depósitos de garantia a receber	-	-	39.765	-	39.765
Fornecedores e outras contas a pagar	-	-	260.372	309.001	569.373
Total passivos financeiros	-	-	**2.357.211**	**309.001**	**2.666.212**

2008	Créditos e valores a receber	Activos financeiros disponíveis para venda	Activos / Passivos ao justo valor por via resultados	Outros passivos financeiros	Activos/ passivos não financeiros	Total
Activos						
Caixa e equivalentes de caixa	101.431	-	-	-	-	101.431
Depósitos de garantia recebidos	35.604	-	-	-	-	35.604
Clientes e outras contas a receber	343.479	-	-	-	10.769	354.248
Instrumentos financeiros derivados	-	-	876	-		876
Activos financeiros disponíveis para venda	-	86.924	-	-	-	86.924
Total activos financeiros	**480.514**	**86.924**	876	-	10.769	**579.083**
Passivos						
Empréstimos obtidos	-	-	-	1.836.677	-	1.836.677
Depósitos de garantia a pagar	-	-	-	35.604	-	35.604
Fornecedores e outras contas a pagar	-	-	-	271.139	376.347	647.486
Total passivos financeiros	**-**	**-**	**-**	**2.143.420**	**376.347**	**2.519.767**

Qualidade dos activos financeiros

A qualidade de crédito dos activos financeiros que não estão vencidos ou em imparidade podem ser avaliados com referência aos *ratings* de crédito ou informação histórica das entidades a que se referem:

	2008	2007
Clientes e outros devedores		
AA+		
AA-	124.478	413.762
A-	52.963	53.357
Outros sem *rating*	165.210	135.405
Total de créditos e valores a receber	342.651	602.524
Depósitos bancários		
AA	39	3.015
AA-	2.850	8
A+	6	13.379
A	98.535	109.515
Total depósitos bancários	101.430	125.917

Os créditos a receber de clientes e outros devedores referem-se essencialmente a transacções de prestação de serviços no âmbito das actividades reguladas no negócio da electricidade e gás. As principais transacções são efectuadas com os distribuidores autorizados para cada um dos negócios, como a EDP, a GALP e alguns distribuidores europeus. O valor de 124,5 milhões, da rubrica refere-se à conta corrente do agente proveniente das intermediações na compra e venda de electricidade.

Relativamente aos créditos vencidos ou em imparidade:

i) dos créditos a receber 828 mil euros estão ajustados por imparidade, existindo um processo judicial em curso referente ao mesmo;

ii) existem créditos com alguma antiguidade referentes a transacções com empresas do grupo EDP cujo risco de recuperação é considerado nulo.

13. Activos financeiros disponíveis para venda

Em 31 de Dezembro de 2008, os activos reconhecidos nesta rubrica referem-se a instrumentos de capital detidos em entidades estratégicas do mercado de electricidade espanhol, como segue:

	% detida	Entidade	2008	2007
OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia (Polo Espanhol)	10,00%	OMIP	1.033	1.033
Red Electrica de España, S.A.	1,00%	REN, SGPS	48.733	58.534
ENAGAS	1,00%	REN, SGPS	37.157	
Total			86.924	59.567

Os movimentos registados nesta rubrica foram os seguintes:

	OMEL	REE	Enagás	Total
1 de Janeiro de 2007	1.033	-	-	1.033
Aquisições	-	49.934	-	49.934
Ajustamento de justo valor	-	8.600	-	8.600
Alienações	-	-	-	-
31 de Dezembro de 2007	**1.033**	**58.534**	**-**	**59.567**
1 de Janeiro de 2008	1.033	58.534	-	59.567
Aquisições	-		43.195	43.195
Ajustamento de justo valor	-	(9.801)	(6.038)	(15.839)
Alienações	-	-		-
31 de Dezembro de 2008	**1.033**	**48.733**	**37.157**	**86.924**

Uma vez que a OMEL não é uma empresa cotada e não existem transacções recentes de aquisição/alienação do capital da mesma, a REN optou a esta data, por manter a participação ao custo de aquisição, por não ser possível determinar o justo valor da participação.

A Red Eléctrica de España (REE) é a entidade responsável pela gestão da rede eléctrica em Espanha. A REN SGPS adquiriu 1% de acções da REE como parte de um acordo firmado entre os governos de Portugal e Espanha. A REE está listada na Euronext Espanha e o activo financeiro foi registado na data do balanço de acordo com a cotação a 30 de Dezembro de 2008, o que resultou numa perda de justo valor de 9 801 milhares de euros.

A Enagás é a entidade responsável pelo transporte e gestão do sistema de gás natural em Espanha, A REN SGPS adquiriu 1% das acções da Enagás como parte de um acordo de parceria estratégica, tendo o activo sido registado de acordo com a cotação de 30 de Dezembro de 2008, de que resultou uma perda de 6 037 milhares de euros.

Os ajustamentos ao justo valor dos activos financeiros disponíveis para venda, estão reflectidos no capital próprio, na reserva de justo valor (Nota 20).

	Ajustamento de justo valor
Variação justo valor	(15.839)
Impacto do Imposto diferido	2.098
Ajustamento liquido em capital	**(13.741)**

14. Clientes e outras contas a receber

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2008, a decomposição da rubrica de Clientes e outras contas a receber, é como segue:

(i) Na composição dos saldos das contas a receber de clientes assume particular relevância o montante em dívida pela EDP-Distribuição de Energia, S.A. o qual ascende a 52 963 milhares de euros (53 357 milhares de euros em 2007).

(ii) O saldo do agente refere-se aos saldos a receber resultantes da actividade de intermediação na aquisição e venda de electricidade, por parte da REN.

(iii) os empréstimos a *joint ventures* dizem respeito a empréstimos à Sociedade Gasodutos Campo Maior-Leiria-Braga adquiridos no âmbito da transacção de *unbundling*. Este empréstimo é remunerado pela taxa mais alta entre os custos médios da dívida da REN Gasodutos e da Enagás.

Para os períodos apresentados não existem diferenças entre os valores contabilísticos e o seu justo valor. Os saldos a receber não correntes vencem juros a taxas de mercado.

15. Existências

O detalhe de existências em 31 de Dezembro de 2008 é como segue:

	2008	2007
Mercadorias	260	13
Materiais diversos	8.104	3.060
Existências	**8.364**	**3.073**

Detalhe dos clientes e outras contas a receber

	2008			2007		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Clientes (i)	185.668	155	185.823	148.552	155	148.707
Clientes de cobrança duvidosa	(828)	-	(828)	(828)	-	(828)
Clientes - Valor líquido	184.840	155	184.995	147.724	155	147.879
Saldo do Agente (ii)	56.359	68.119	124.478	343.694	70.068	413.762
Empréstimos a *joint ventures* (iii)	11.059	22.119	33.178	10.014	30.041	40.055
Estado e Outros Entes Públicos	11.597	-	11.597	10.025	-	10.025
Clientes e outras contas a receber	**263.856**	**90.393**	**354.248**	**511.457**	**100.264**	**611.721**

16. Depósitos de garantia

Os depósitos de garantia referem-se a depósitos entregues pelos participantes no Mercado de Derivados da Electricidade, que é monitorizado pela empresa do Grupo, a OMIclear. Estes activos são considerados como *restricted cash*, como é referido na Nota 3.14.

A 31 de Dezembro de 2008, os valores reconhecidos no Balanço são os seguintes:

	2008	2007
Depósitos garantia dos participantes	35.604	39.765
Valores a entregar aos participantes	(35.604)	(39.765)



17. Instrumentos financeiros derivados

Em 31 de Dezembro de 2008, a REN SGPS tinha os seguintes instrumentos financeiros derivados contratados:

	2008		2007	
	Activos	Passivos	Activos	Passivos
Swap taxa de juro – não corrente	-	-	-	-
Swap taxa de juro – corrente	876	-	-	-
	876	-	-	-

O valor reconhecido em *swaps* de taxa de juro refere-se aos 5 contratos *swap* de taxa de juro, contratados pela REN SGPS com o objectivo de reduzir o risco a que se encontra exposta a sua emissão de um empréstimo obrigacionista no montante de 500 milhões de euros.

Características dos *swaps* contratados:

"Valor de referência"	Períodos de pagamento	"Recebimento/ pagamento"	"Data de vencimento"	"Justo valor em 31.12.2008"
500.000	Períodos de contagem de juros: a pagar: 10 de Dezembro a 10 de Junho – liquidação semestral de juros; a receber: 10 de Dezembro – liquidação anual de juros.	REN recebe entre 3,31% e 3,33%, paga Euribor 6M	Dezembro de 2013	876

Justo valor das licenças de CO_2

A REN detém contratos *forward* de licenças de CO_2, como de negociação para uso próprio, com entregas previstas para Março de 2009. Foi revisto o seu justo valor pela aplicação das cotações para aquela data conhecidas a 31de Dezembro 2008 (13,69/tonelada).

Valor contratado_____1 374 milhares de euros
Justo valor das licenças com base na cotação a 31 de Dezembro_____1 232 milhares de euros.

18. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa, equivalentes de caixa e os descobertos bancários apresentam os seguintes valores:

Detalhe do valor de caixa e equivalentes de caixa

	2008	2007
Caixa	1	3
Depósitos bancários	101.430	125.917
Caixa e equivalentes de caixa	**101.431**	**125.920**

As taxas de juro efectivas de depósitos bancários de curto prazo são indicadas na nota 21.

O detalhe do montante considerado como saldo final na rubrica "Caixa e equivalentes de caixa" para efeitos da elaboração da demonstração de fluxos de caixa consolidados para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2008 é como segue:

	2008	2007
Caixa	1	3
Descobertos bancários	(41.023)	(23.704)
Depósitos bancários	101.429	125.916
Caixa e equivalentes de caixa	**60.407**	**102.215**

19. Capital social

Em 31 de Dezembro de 2008, o capital social da REN, encontrava-se totalmente subscrito e realizado, sendo representado por 534 000.000 acções com o valor nominal de 1 euro cada. O detalhe do capital social a 31 de Dezembro de 2008 é como segue:

	Número de acções	Capital Social
	534.000.000	534.000
Capital Social	534.000.000	534.000

Em Setembro de 2008 a REN SGPS celebrou um contrato de fomento de mercado relativamente às acções da REN SGPS, com o Banco de Investimento S.A., do qual decorreu a compra de acções próprias. O prazo deste contrato é 8 de Janeiro de 2009.

Em 31 de Dezembro de 2008 a REN SGPS detinha as seguintes acções em carteira:

	Número de acções	% Capital social	Valor
Acções próprias	2.498.702	0,4679%	(6.619)



20. Outras reservas e resultados acumulados

As rubricas "Outras reservas" e "Resultados acumulados" registaram os seguintes movimentos durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2008 e 2007:

Outras reservas e resultados acumulados - Movimentos ocorridos

	Atribuível aos accionistas						
	Reservas legais	Reserva justo valor	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	Interesses minoritários	Total
A 1 de Janeiro de 2007	**33.634**			**(30.959)**	**409.189**	**500**	**412.364**
Ganhos/(perdas) actuariais	-	-	-	4.299	-	-	4.299
Reserva de justo valor (valor líquido)	-	7.460	-	-		-	7.460
Ganhos/(perdas) reconhecidos em capital	**33.634**	**7.460**	**-**	**(26.660)**	**409.189**	**500**	**424.124**
Resultado líquido do período	-	-	-	-	145.150	58	145.208
Total de ganhos reconhecidos no período	**33.634**	**7.460**	**-**	**(26.660)**	**554.339**	**558**	**569.332**
Distribuição de dividendos	-	-	-	(97.000)	-	(3)	(97.003)
Dividendos - referentes a reservas	-	-			-	-	-
Transf. para outras reservas	27.503	-	83.993	297.693	(409.189)	-	-
A 31 de Dezembro de 2007	**61.137**	**7.460**	**83.993**	**174.033**	**145.150**	**555**	**472.329**

	Atribuível aos accionistas						
	Reservas legais	Reserva justo valor	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	Interesses minoritários	Total
A 1 de Janeiro de 2008	**61.137**	**7.460**	**83.993**	**174.033**	**145.150**	**555**	**472.329**
Ganhos/(perdas) actuariais	-		-	(14.674)	-	-	(14.674)
Reserva de justo valor (valor líquido)	-	(13.739)	-	-	-	-	(13.739)
Ganhos/(perdas) reconhecidos em capital	**61.137**	**(6.279)**	**83.993**	**159.359**	**145.150**	**555**	**443.916**
Resultado líquido do período	-	-	-	-	127.405	22	127.427
Total de ganhos reconhecidos no período	**61.137**	**(6.279)**	**83.993**	**159.359**	**272.555**	**577**	**571.342**
Distribuição de dividendos	-	-	-	(87.045)		(3)	(87.048)
Transf. para outras reservas	6.083	-	19.225	119.842	(145.150)	-	0
A 31 de Dezembro de 2008	**67.221**	**(6.279)**	**103.218**	**192.156**	**127.405**	**574**	**484.296**

A Reserva legal não está ainda totalmente constituída nos termos da lei (20% do capital social), pelo que um mínimo de 5% dos resultados é destinado à sua dotação. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

21. Empréstimos

A repartição dos empréstimos quanto ao prazo (corrente e não corrente) e por natureza de empréstimo, no final do exercício, é como segue:

	2008			2007		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Papel comercial	449.000	200.000	649.000	1.306.000	300.000	1.606.000
Empréstimos obrigacionistas	-	500.000	500.000	-	-	-
Empréstimos bancários	47.024	595.712	642.736	39.907	385.907	425.814
Descobertos bancários	41.023	-	41.023	23.704	-	23.704
	537.047	1.295.712	1.832.759	1.369.611	685.907	2.055.518
Locações financeiras	1.100	2.818	3.918	891	1.262	2.153
Juros a pagar - Empréstimos	6.751	-	6.751	1.073	-	1.073
Juros pagos (antecipação) - papel comercial	(3.872)	-	(3.872)	(1.670)	-	(1.670)
	541.026	**1.298.530**	**1.839.556**	**1.369.905**	**687.169**	**2.057.074**

A REN é subscritora de oito programas de papel comercial no valor de 1 800 000 milhares de euros, estando utilizados 649 000 milhares de euros em 31 de Dezembro de 2008.

Em Dezembro de 2008, a REN efectuou uma emissão de obrigações no valor de 500 milhões de euros, pelo prazo de 5 anos, ao abrigo do programa EMTN (*European Medium Term Notes*), com uma taxa de juro correspondente à *mid swap* rate acrescida de 3,25%.

Os empréstimos bancários não têm como garantia real os activos da REN. Todos os empréstimos estão negociados em euros.

No final do exercício de 2008, o Grupo REN possuía ainda as seguintes linhas de crédito contratadas e não utilizadas.

	2008	2007
Taxas de juro variáveis:		
Curto prazo	120.386	170.000
Médio/Longo prazo	-	-
	120.386	170.000

As linhas de crédito com vencimento até 1 ano são renováveis, de forma automática, anual ou trimestralmente. As linhas de crédito com vencimento após 1 ano não têm limite definido.

Empréstimos

A exposição dos empréstimos do grupo às alterações das taxas de juro nos períodos contratuais de fixação das taxas, são como segue:

	2008	2007
Até 6 meses	967.680	1.932.921
Entre 6 e 12 meses	-	-
Entre 1 e 5 anos	250.000	-
Superior a 5 anos	617.958	122.000
	1.835.638	**2.054.921**

As taxas de juro efectivas, à data do balanço eram as seguintes:

	2008	2007
Depósitos bancários	5,19%	3,91%
Empréstimos e Papel Comercial	4,80%	4,42%

O valor contabilístico e o justo valor dos empréstimos são como segue:

	Valor contabilístico		Justo valor	
	2008	2007	2008	2007
Papel comercial	649.000	1.606.000	647.844	1.604.295
Empréstimos	640.511	425.814	614.881	420.577
Obrigações	500.000		499.576	
	1.789.511	2.031.814	1.762.301	2.024.872

O justo valor é calculado pelo método dos *cash flows* descontados, utilizando a taxa de desconto, da data do balanço, de acordo com as características de cada empréstimo. Uma vez que todos os empréstimos são negociados a taxas de juro variáveis, o justo valor dos empréstimos é semelhante ao valor contabilístico dos mesmos.

Locações financeiras

	2008	2007
Locações Financeiras - pagamentos mínimos da locação		
Até 1 ano	1.223	998
Entre 1 e 5 anos	2.950	1.309
Mais de 5 anos	-	-
	4.173	**2.307**
Custos financeiros futuros das locações financeiras	(255)	(154)
Valor actual do passivo das locações financeiras	**3.918**	**2.153**
O valor actual do passivo das locações financeiras é como segue:	2008	2007
Até 1 ano	1.100	891
Entre 1 e 5 anos	2.818	1.262
Mais de 5 anos	-	-
	3.918	**2.153**

22. Obrigações de benefícios de reforma e outros

A REN Rede Eléctrica Nacional, S.A. concede complementos de pensões de reforma e sobrevivência (daqui em diante referido como Plano de pensões), assegura aos seus reformados e pensionistas, em condições similares aos trabalhadores no activo, um plano de cuidados médicos e concede ainda outros benefícios como prémios de antiguidade, de reforma e subsídio de morte (descrito como " outros benefícios " na nota 22.2).

Para cobertura das responsabilidades para complementos de pensões de reforma, a REN contribui para um Fundo de Pensões autónomo, para o qual é transferida a totalidade das responsabilidades e as dotações necessárias para cobrir os respectivos encargos que se forem vencendo em cada um dos exercícios.

O plano de cuidados médicos e outros benefícios não tem fundo constituído, sendo a respectiva responsabilidade coberta por uma provisão específica.

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

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

Em termos globais, o impacto destes planos nas demonstrações financeiras consolidadas é como segue:

	2008	2007
Obrigações no balanço		
Plano de pensões	18.103	(7)
Cuidados médicos e outros benefícios	27.025	27.963
Plano de seguro de vida	70	60
	45.198	**28.016**
	2008	2007
Gastos na demonstração dos resultados		
Plano de pensões	1.554	392
Cuidados médicos e outros benefícios	2.160	2.138
Plano de seguro de vida	10	10
	3.724	**2.540**

Segmento da Electricidade

Os principais pressupostos utilizados no cálculo actuarial, são os abaixo indicados:

Pressupostos actuariais

	2008	2007
Taxa anual de desconto	6,00%	5,40%
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada (mais de 60 anos)	10,00%	10,00%
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada (menos de 60 anos)	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)	150 €	150 €
Taxa de crescimento das despesas de gestão - até 2007	4,50%	4,50%
Taxa de crescimento das despesas de gestão - após 2007	2,70%	2,70%
Taxa de rendimento	5,99%	5,80%
Tábua de mortalidade	TV 88/90	TV 88/90

As alterações efectuadas nos pressupostos dos planos relativamente aos activos elegíveis para reforma antecipada, resulta da expectativa da REN de que mais colaboradores venham a entrar neste regime de reforma, antes da idade estimada anteriormente.

Em 2008, a taxa de desconto anual usada aumentou de 5.4% para 6.0% reflectindo o aumento previsto no longo prazo das taxas de juro do mercado. Se a taxa de desconto de 6,25% fosse usada para calcular as obrigações do grupo REN à data do balanço, as responsabilidades com o plano de pensões seriam menos elevadas em 1 096 milhares de euros, e as obrigações com o plano de cuidados médicos e outros benefícios seriam menos elevadas em 888 mil euros. Consequentemente, o impacto dos ganhos/(perdas) actuariais reconhecidos, em 2008, directamente no capital próprio, seria superior em 1 984 milhares de euros.

22.1. Plano de pensões

O montante da obrigação reconhecida no balanço consolidado é determinado como segue:

	2008	2007
Valor actual da obrigação	55.954	42.563
Justo valor dos activos do plano	(37.851)	42.570
Obrigação no balanço	**18.103**	**(7)**

O movimento ocorrido no valor actual da obrigação subjacente ao plano de pensões foi o seguinte:

Reconciliação da obrigação do plano de pensões

	2008	2007
A 1 de Janeiro	**42.563**	**46.917**
Custo serviços correntes	587	585
Custo dos juros	3.391	2.006
Pagamento de benefícios	(4.794)	(4.636)
(Ganhos)/perdas actuariais	14.207	(2.309)
A 31 de Dezembro	**55.954**	**42.563**

O montante significativo registado como (Ganhos)/perdas actuariais no exercício de 2008, decorre da alteração da expectativa da REN, quanto à saída de colaboradores para o regime de pré-reforma antes dos 60 anos de idade.

Os fundos afectos a este plano tiveram a seguinte evolução:

Reconciliação dos activos do fundo

	2008	2007
A 1 de Janeiro	**42.570**	**41.707**
Contribuições entregues	2.038	2.118
Ganhos/(perdas) actuariais	(7.586)	(1.904)
Benefícios pagos	(1.595)	(1.550)
Retorno esperado dos activos do fundo	2.424	2.199
A 31 de Dezembro	**37.851**	**42.570**

Os impactos do plano na demonstração dos resultados consolidados são como segue:

	2008	2007
Custos serviços correntes	587	585
Custos dos juros	3.391	2.006
Retorno estimado dos activos do plano	(2.424)	(2.199)
Total incluído em custos com pessoal	**1.554**	**392**

Os impactos dos ganhos e perdas actuariais na demonstração dos rendimentos e gastos do exercício são como segue:

	2008	2007
Ganhos e perdas actuariais no período	21.792	(405)
Ganhos e perdas actuariais acumulados	59.413	37.621

Detalhe da natureza dos activos que constituem o fundo do plano de pensões:

	2008	2007
Obrigações	63%	64%
Depósitos curto prazo	8%	2%
Acções	23%	29%
Fundos de investimento - imobiliário	6%	5%
	100%	**100%**

Os activos do plano de pensões não incluem acções próprias da REN ou activos não correntes. A taxa de retorno esperada dos activos do plano para 2009 foi determinada, baseada numa estimativa do retorno esperado dos activos do plano a longo prazo, e a estratégia de investimentos a realizar.

A contribuição estimada para o Fundo de pensões, em 2009, ascenderá a 4 538 milhares de euros.

22.2. Cuidados médicos e outros benefícios

O montante da responsabilidade reconhecida no balanço é como segue:

	2008	2007
Valor presente da obrigação	27.025	27.963
Justo valor dos activos do plano	-	-
Obrigação no balanço	**27.025**	**27.963**

O movimento reconhecido no valor actual da obrigação subjacente aos cuidados médicos e outros benefícios foi o seguinte:

Reconciliação da responsabilidade com cuidados médicos e outros benefícios

	2008	2007
A 1 de Janeiro	**27.963**	**32.128**
Custo dos serviços correntes	528	637
Custo dos juros	1.523	1.420
Pagamento de benefícios	(1.270)	(859)
(Ganhos)/perdas	(1.829)	(5.443)
Outros benefícios	109	82
A 31 de Dezembro	**27.025**	**27.963**

Os impactos do plano na demonstração dos resultados consolidados são como segue:

	2008	2007
Custo do serviço corrente	528	637
Custo dos juros	1.523	1.420
Outros benefícios	109	82
Total incluído em custos com pessoal	**2.160**	**2.139**

Os impactos dos ganhos e perdas actuariais na demonstração dos rendimentos e gastos do exercício são como segue:

	2008	2007
Ganhos e perdas actuariais no período	(1.829)	(5.444)
Ganhos e perdas actuariais acumulados	2.696	4.525

Segmento do gás:

22.3. Seguro de Vida

O montante da obrigação reconhecida no balanço consolidado é determinado como segue:

	2008	2007
Responsabilidades totais	70	60
Provisão de cobertura	70	60

O impacto do plano de seguro de vida na demonstração dos resultados consolidados é como segue:

	2008	2007
Aumento da provisão para responsabilidade	10	10
Total incluído nos custos com pessoal	10	10

23. Provisões para outros riscos e encargos

A evolução das provisões para Outros riscos e encargos é como segue:

	2008	2007
A 1 de Janeiro	30.853	45.731
Dotação	28.059	25.792
Redução	(88)	(40.670)
A 31 de Dezembro	**58.824**	**30.853**
Saldo corrente	25.300	-
Saldo não corrente	33.524	30.853
	58.824	**30.853**

As variações registadas no exercício de 2008 decorrem de:

i) processos judiciais em curso para os quais a provisão foi reduzida em 88 milhares de euros. A sua resolução está intimamente ligada às várias acções processuais que venham a ser adoptadas pelas várias partes, pelo que a data da sua conclusão não pode ser estimada com fiabilidade a esta data. A provisão está classificada como passivo não corrente.

ii) Contratos onerosos: constituição de uma provisão no valor de 28.059 milhares de euros por montantes recebidos em excesso nas tarifas cuja devolução ocorrerá em 2010 (valor provisionado em 2007 a devolver em 2009: 25.300 milhares de euros).



24. Fornecedores e outras contas a pagar

A decomposição da rubrica "Fornecedores e outras contas a pagar", em 31 de Dezembro de 2008, é como segue:

Detalhe de fornecedores e outras contas a pagar

	2008			2007		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Fornecedores						
Fornecedores conta corrente	147.298	-	147.298	153.466	-	153.466
Outros credores						
Credores diversos	44.935	-	44.935	42.381	900	43.281
Fornecedores de imobilizado	78.905	-	78.905	63.625	-	63.625
Estado e outros entes públicos[1]	2.627	-	2.627	3.777	-	3.777
Proveitos diferidos						
Subsídios ao investimento	16.903	351.060	367.963	18.580	279.685	298.265
Outros proveitos diferidos			-	434	-	434
Acréscimos de custos						
Férias e sub. férias	5.553	-	5.553	5.213	-	5.213
Outros	205	-	205	1.302	-	1.302
Fornecedores e outras contas a pagar	**296.426**	**351.060**	**647.486**	**288.778**	**280.585**	**569.363**

[1]O saldo de Estado e outros entes públicos refere-se a valores a liquidar de IVA, IRS e outros impostos.

25. Vendas e Prestação de serviços

O montante de vendas e prestações de serviços reconhecido na demonstração dos resultados consolidados, é detalhado como segue:

	2008	2007
Vendas de Materiais		
Mercado interno	437	242
Sub-total	**437**	**242**
Prestação de Serviços - Mercado Interno		
Transporte e gestão global do sistema	339.981	410.788
Trading	5.409	
Transporte de gás natural	100.159	93.719
Armazenamento de gás natural	7.883	8.786
Regaseificação	33.763	35.817
Serviços de electricidade	181	674
"Rede de telecomunicações"	3.492	2.991
Outros	3.126	1.675
Sub-total	**493.994**	**554.450**
Vendas e prestações de serviços	**494.431**	**554.692**

O decréscimo registado no montante das prestações de serviços em 2008 é essencialmente explicado por duas situações:

- Redução em 52 293 milhares de euros no montante de serviços de sistema incluídos na tarifa (53,8 milhões em 2007; 1 502 milhares em 2008)
- Redução dos ganhos comerciais em 10,3 milhões

26. Fornecimentos e serviços externos

O detalhe dos custos com fornecimentos e serviços externos é como segue:

	2008	2007
Custos de reserva de capacidade i)	1.502	53.795
Custos manutenção equilíbrio contratual ii)	-	21.803
Custos de manutenção	17.097	14.334
Custos de interligação - *cross border*	6.293	4.904
Comissões a entidades externas iii)	16.095	15.054
Custos com publicidade	1.428	1.537
Custos com seguros	2.940	3.499
Outros (inferiores a 1 000 milhares de euros)	33.534	30.539
Fornecimentos e serviços externos	**78.889**	**145.465**

i) Os custos de reserva de capacidade, respeitam a custos suportados pela REN referentes à capacidade de produção disponível exigida aos produtores, para manter a todo o tempo a operacionalidade do sistema. Estes custos são reconhecidos na actividade de gestão global do sistema de acordo com o modelo regulatório.

ii) Em 1 de Julho de 2007, com a cessação dos Contratos de Aquisição de electricidade (CAE), foi estabelecido na tarifa da distribuição um valor compensatório aos produtores que aceitaram a cessação dos CAE. Este valor é cobrado à EDP Distribuição e pago à EDP Produção.

iii) As comissões pagas a entidades externas referem-se a "trabalhos especializados" e honorários pagos pela REN por prestação de serviços contratualizados e estudos especializados.

27. Custos com pessoal

Os custos com pessoal, incorridos durante o exercício de 2008, foram como segue:

	2008	2007
Remunerações		
Orgãos sociais	4.394	2.511
Pessoal	25.208	24.420
	29.602	**26.931**
Encargos sociais		
Prémios para benefícios reforma	3.724	2.540
Prémios de desempenho	3.815	1.902
Encargos sobre remunerações	7.314	7.124
Custos de acção social	2.130	2.073
Outros	3.155	2.048
Sub-total	**20.138**	**15.688**
Custos com o pessoal	**49.740**	**42.619**

O número médio de empregados do Grupo em 2008 foi de 817 (2007: 813)

28. Outros custos operacionais

O detalhe da rubrica de Outros custos operacionais é apresentado no quadro seguinte:

Detalhe de outros gastos

	2008	2007
Custos operacionais da ERSE i)	(9.463)	(8.672)
Sobrecustos dos CAE não cessados ii)	(69.004)	(35.469)
Impostos	(1.224)	(1.165)
Donativos	(1.007)	(922)
Perdas em existências	(64)	
Alienações	(28)	(7)
Custos com operacões do mercado - OMIP/OMIClear	(285)	
Desmantelamento de linhas	(1.008)	(755)
Outros	(1.463)	(1.292)
	(83.545)	**(48.282)**

i) A rubrica de custos operacionais da ERSE, refere-se a débitos pela ERSE a recuperar através das tarifas de electricidade e do gás.

ii) A tarifa da Gestão Global do Sistema inclui nos proveitos da REN-Rede Eléctrica Nacional, S.A. o valor dos sobrecustos dos CAE não cessados, isto é, a tarifa cobre o diferencial que a REN Trading apura entre os custos fixos e variáveis suportados com os dois CAE e o valor da venda de electricidade colocada no mercado. O valor incluído em "Outros custos operacionais" refere-se aos custos suportados pela REN Trading relativamente aos CAE ainda em vigor com a Turbogás e Tejo Energia.

29. Outros proveitos operacionais

A rubrica de Outros proveitos operacionais pode ser apresentada como segue:

	2008	2007
Proveitos suplementares	952	835
Rendas das interligações - cobertura de custos i)	8.324	-
Rendas de propriedades de investimento ii)	9.450	27.687
Recebimento do défice dos terrenos 99-2003 iii)	67.152	-
Amortização de subsídios ao investimento	14.658	13.320
Ganhos na venda activos tangíveis	-	3.410
Outros	3.242	1.808
	103.778	**47.060**

i) O valor registado como proveito das rendas de interligações resulta da decisão da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de afectar parte das rendas recebidas à cobertura dos custos, no exercício, das interligações *cross border* e serviços de sistema, registados em Fornecimentos e Serviços Externos.

ii) Rendimento obtido com os edifícios e terrenos classificados como propriedades de investimento assim como operações de locação de alguns equipamentos.

iii) O recebimento do défice tarifário em Abril de 2008, originou um proveito de 67 152 milhares de euros, motivado pelo diferencial entre o valor do abate por realização registado (85 128 milhares de euros)e o valor recebido do défice dos terrenos (152 279 milhares de euros)

iv) Os dividendos recebidos em 2008 referem-se à distribuição de dividendos pela Red Eléctrica de España (REE) e Enagás referente ao ano de 2007.

30. Custos de financiamento e proveitos financeiros

O detalhe dos custos incorridos com financiamentos e proveitos financeiros obtidos é como segue:

	2008	2007
Custos financeiros		
Empréstimos	90.338	82.813
	90.338	**82.813**
Proveitos financeiros		
Juros obtidos	22.120	
Justo valor Swap	876	5.284
	22.996	**5.284**

31. Imposto do exercício

A decomposição do montante de imposto do exercício reconhecido nas demonstrações financeiras consolidadas, é conforme segue:

	2008	2007
Imposto s/ rendimento corrente	149.906	63.705
Imposto s/ rendimento diferido	(105.354)	(21.452)
Imposto sobre o rendimento	**44.552**	**42.253**

A taxa de imposto utilizada para a valorização das diferenças tributárias à data de balanço do exercício findo em 31 de Dezembro de 2008 foi de 26,5% (2007: 26,5%).

A reconciliação do montante de imposto do exercício é conforme segue:

	2008	2007
Resultado consolidado antes de Imposto	171.980	187.460
Taxa de Imposto	26,5%	26,5%
	45.575	49.677
Custos não dedutíveis	808	12.828
Rendimentos não tributáveis	(3.170)	(26.465)
Prejuízos gerados s/ Imposto diferido	1.317	-
Efeito correcção imposto diferido	(460)	5.994
Tributação autónoma	483	219
	44.552	42.253
Imposto s/ rendimento corrente	149.906	63.705
Imposto s/ rendimento diferido	(105.354)	(21.452)
Imposto s/ rendimento	44.552	42.253
Taxa efectiva de imposto	**25,9%**	**22,5%**

A taxa de imposto adoptada na determinação do montante de imposto nas demonstrações financeiras consolidadas, é conforme segue:

	2008	2007
Taxa de imposto	25,00%	25,00%
Derrama	1,50%	1,50%
	26,50%	**26,50%**

32. Resultado por acção

Os resultados por acção nos exercícios de 2008 e 2007 foram calculados como segue:

		2008	2007
Resultado líquido considerado no cálculo do resultado por acção	(1)	127.427	145.208
N.º de acções ordinárias em circulação no período (Nota 20)	(2)	534.000.000	534.000.000
Efeito das acções próprias		477.322	-
	(3)	533.522.678	534.000.000
Resultado básico por acção (euro por acção)	(1)/(3)	0,24	0,27

33. Dividendos por acção

Os dividendos pagos durante os exercícios de 2008 e 2007 foram de 87 milhões de euros (0,163 euros por acção) e 184 milhões de euros (0,345 euros por acção) respectivamente. Dos 184 milhões referentes ao resultado liquido de 2006, 87 milhões de euros foram pagos antecipadamente em 2006 e 97 milhões em 2007.

34. Compromissos

Os compromissos assumidos pelo Grupo REN, à data do balanço do exercício findo em 31 de Dezembro de 2008, são como segue:

34.1. Compromissos para investimentos

Os investimentos contratados ainda não ocorridos, na data do Balanço são como segue:

	2008	2007
Linhas	27.992	49.429
Subestações	159.022	105.495
	187.014	**154.924**



35. Contingências

O Grupo REN tem os seguintes passivos contingentes decorrentes das garantias bancárias prestadas, conforme segue:

Beneficiário	Objecto	Início	2008	2007
Comunidade Europeia	Dar cumprimento a requisitos contratuais no âmbito de contrato de financiamento	16-12-2003	643	643
Comunidade Europeia	Dar cumprimento a requisitos contratuais no âmbito de contrato de financiamento	04-12-2007	47	47
Tribunal da Comarca de Viseu	Caução para expropriação de 63 parcelas para a subestação da Bodiosa	22-10-2004	206	206
Tribunal da Comarca de Braga e de C. Branco	Caução para expropriação de parcelas para as subestações de Pedralva e C. Branco	15-02-2006	800	800
Câmara Municpal de Silves	Caução para obras em Tunes	04-05-2006	352	352
Tribunal da Comarca da Anadia	Caução para expropriação de 111 parcelas para a subestação do Paraimo	26-04-2005	432	432
Tribunal da Comarca de Gondomar	Prestação de caução no âmbito do processo 1037/2001	09-11-2005	150	150
Tribunal da Comarca de Penela e Ansião	Caução para expropriação de 83 parcelas para a subestação do Penela	30-06-2006	703	703
Tribunal da Comarca de Vieira do Minho	Caução para expropriação de 29 parcelas para a subestação de Frades	3-08-2006	558	558
Tribunal da Comarca de Torres Vedras	Caução para expropriação de 11 parcelas para a subestação da Carvoeira	13-12-2006	297	297
Tribunal da Comarca de Vila Pouca de Aguiar	Expropriação de 2 parcelas de terreno	17-04-2007	81	81
Tribunal da Comarca de Tábua	Expropiação de 28 parcelas de terreno par a subestação de Tábua	07-12-2007	171	171
Tribunal da Comarca de Macedo de Cavaleiros	Caução para expropriação de parcelas para a subestação de Olmos	14-02-2007	190	190
OMEL - Operador del Mercado Español de Electricidad	Garantir pagamentos resultantes da intervenção como comprador no mercado Espanhol		2.000	
MEFF	Garantir pagamentos resultantes da intervenção como comprador no mercado Espanhol	-		1
Direcção Geral dos Impostos	Para caucionar processos de reembolso do IVA	29-05-2007		1.603
Direcção Geral de Geologia e Energia	Concessão das actividades do transporte do gás	26-09-2006	20.000	20.000
Câmara Municipal do Seixal	Garantia de processos em curso	-	3.853	3.853
BEI	Para garantir empréstimos	-	369.581	443.454
Serviços de Finanças de Loures	Caução de processos em curso	-	924	1.306
Serviços de Finanças de Lisboa	Caução de processo em curso	-	1.081	1.278
Direcção Geral dos Impostos	Caução para reembolso do IVA -trading	21-05-2008	288	
Tribunal da Comarca de Armamar	Caução de processos em curso	03-11-2008	732	
Tribunal da Comarca de Lisboa	Caução de processos em curso	10-12-2008	115	
Direcção Geral de Geologia e Energia	Caução do pedido de atribuição de direitos de prospecção	30-12-2008	1	
			403.204	**476.123**

A garantia prestada ao BEI refere-se à transferência para a REN dos empréstimos existentes nas empresas de gás.

36. Empresas Consolidadas

As Empresas do grupo incluídas na consolidação à data de 31 de Dezembro de 2008 são as seguintes:

Designação / Sede	Actividade	Data de referência(1)	Capital próprio	Activos	Passivos	Vol. de negócios	Lucro / (Prejuízo)	% detida Grupo	% detida Individual	Valor balanço
Segmento de Telecomunicações										
"RENTELECOM - Comunicações S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa"	Operador da rede de telecomunicações	Dez-08	1.304	6.683	5.379	4.168	308	100,00%	100,00%	1.304
Segmento da Electricidade										
"OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa"	Operador do mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)	Dez-08	4.978	5.860	883	2.471	22	90,00%	90,00%	4.480
"OMIclear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa"	Operador da Câmara de compensação para os contratos de futuros de electricidade	Dez-08	3.040	19.095	16.055	1.310	14	90,00%	0,00%	2.736
"REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa"	Operador da rede nacional de transporte em muito alta tensão	Dez-08	686.999	2.361.878	1.674.879	831.500	43.709	100,00%	100,00%	686.999
"REN Trading, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa"	Compra,venda,importação e exportação de electricidade e de gás natural	Dez-08	6.065	88.485	82.420	893.539	5.631	100,00%	100,00%	6.065
Segmento do Gás Natural										
"REN - Gasodutos, S.A. Estrada Nacional 116, km 32,25 - Vila de Rei - Bucelas"	Operador RNTGN e gere o negócio do gás natural	Dez-08	461.473	826.999	365.526	106.536	28.662	100,00%	100,00%	461.473
"REN - Armazenagem, S.A. Mata do Urso - Guarda Norte - Carriço - Pombal"	Desenvolvimento, manutenção e utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	Dez-08	86.191	122.625	36.435	10.199	4.154	100,00%	100,00%	86.191
"REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. Terminal de GNL - Sines"	Responsável pela regaseificação do GNL e pela manutenção e utilização do terminal de gás natural liquefeito	Dez-08	43.513	295.517	252.003	32.638	7.059	100,00%	100,00%	43.513
***Joint ventures* detidas pela REN Gasodutos, S.A.**										
Gasoduto Braga Tuy	Transporte de gás	Dez-08	6.885	18.791	11.905	3.687	1.168	51,00%	51,00%	3.511
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	Transporte de gás	Dez-08	38.683	82.240	42.557	24.419	9.712	88,00%	88,00%	34.041
Outros										
"REN - Serviços, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa"	*Back Office*	Dez-08	83	3.426	3.343	15.646	33	100,00%	100,00%	83
										1.330.397

37. Transacções com partes relacionadas

Em 31 de Dezembro de 2008, o Grupo REN encontra-se cotado na Euronext de Lisboa tendo como accionistas de referência, com transacções registadas, as seguintes entidades: Capitalpor, SGPS, (Estado), EDP e Caixa Geral de Depósitos (Nota 19).

A lista das entidades relacionadas é a seguinte:

Accionistas:
Grupo EDP:
EDP Energia de Portugal, S.A.
EDP Distribuição- Energia, S.A.
EDP Serviços Universal, S.A.
EDP Valor-Gestão integrada de serviços, S.A.
EDP-Gestão da Produção da Energia
SÃvida, S.A.
Labelec, S.A.
Grupo CGD:
Caixa Geral de Depósitos
Caixa BI
Joint-ventures:
Sociedade Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga
Sociedade Gasoduto Braga-Tui

Durante o exercício, o Grupo REN efectuou as seguintes transacções com aquelas entidades:

37.1. Transacções e saldos com accionistas e as suas entidades participadas

O resumo detalhado das entidades relacionadas, no que respeita às entidades participadas pelos accionistas do Grupo REN é o seguinte:

Vendas de produtos e serviços

	2008	2007
Vendas de produtos		
Electricidade - EDP	796.796	1.463.365
	796.796	**1.463.365**
Serviços prestados		
Outros serviços - EDP	2.091	592
	2.091	**592**

Os valores apresentados como vendas de produtos estão reconhecidos em "Clientes e outras contas a receber", devido ao papel de intermediário da REN na compra e venda de electricidade.

Compras de produtos e serviços

	2008	2007
Compra de produtos		
Electricidade - EDP	340.196	737.923
	340.196	**737.923**
Compras de serviços		
Serviços diversos - EDP	5.351	4.272
Juros de papel comercial - CGD	7.817	23.550
Comissões de empréstimos - CGD	266	377
Outros juros - CGD	22	3
	13.456	**28.202**

Os valores apresentados como compras de produtos estão reconhecidos em "Clientes e outras contas a receber", devido ao papel de intermediário da REN na compra e venda de electricidade.

Saldos devedores e credores

No final do exercício de 2008, os saldos resultantes de transacções efectuadas com partes relacionadas são como segue:

	2008	2007
Devedores		
EDP - Saldo em Clientes	50.476	48.069
EDP - Saldo em Outros devedores	2.487	5.288
	52.963	**53.357**
Credores		
EDP -Saldo em Fornecedores	10.012	21.441
EDP - Saldo em Outros credores	2.240	3.140
CGD - Programa de Papel Comercial		630.000
	12.252	**654.581**

37.2. Transacções e saldos com *joint ventures*

No final do exercício de 2008, as transacções e saldos com as entidades em *joint venture* (conforme referido na nota 10) são os seguintes:

Transacções

	2008	2007
Vendas de produtos e serviços		
Prestação de serviços		
Gasoduto Braga - Tuy	358	349
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	21.164	20.648
	21.522	**20.997**
	2008	2007
Compra de produtos e serviços		
Compra de serviços		
Gasoduto Braga - Tuy	848	824
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	5.292	5.145
	6.140	**5.969**

A compra de serviços pelo Grupo REN refere-se aos valores pagos pelo transporte de gás natural através dos referidos gasodutos, de acordo com utilização da capacidade de cada gasoduto e do preço acordado entre os sócios da *joint venture*, a REN Gasodutos, S.A. e a Enagás.

Saldos devedores e credores

	2008	2007
Devedores		
Gasoduto Braga - Tuy	61	35
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	357	2.082
	418	**2.117**
Credores		
Gasoduto Braga - Tuy	297	288
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	2.116	2.018
	2.413	**2.306**

37.3. Remuneração da Administração

O Conselho de Administração da REN foi considerado de acordo com a IAS 24 como sendo os únicos elementos "chave" da gestão do Grupo. Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2008, as remunerações auferidas pelo Conselho de Administração da REN ascenderam a 4 395 milhares de euros (2007: 2 511 milhares de euros).

	2008	2007
Salários e outros benefícios de curto prazo	4.395	2.511
	4.395	2.511

38. Eventos subsequentes

Em 6 de Fevereiro de 2009, a REN SGPS procedeu à emissão de novos instrumentos de dívida no montante de 300 milhões de euros, adicional à série emitida em Dezembro de 2008 pelo prazo de cinco anos ao abrigo do programa EMTN (*European Medium Term Notes*) com uma taxa de juro correspondente à *mid swap rate*, acrescida de 2,6%.

Em 19 de Dezembro de 2007, a REN foi notificada da apresentação junto da Câmara de Comércio Internacional de um requerimento de arbitragem pela Amorim Energia B.V. contra a REN, no qual é imputada à REN a violação de obrigações emergentes ou relacionadas com o "*Shareholders Agreement relating to* GALP ENERGIA, SGPS, S.A." ("Acordo Parassocial") celebrado em 29 de Dezembro de 2005 entre a REN, a AMORIM e a ENI PORTUGAL INVESTMENT, S.p.A.. O local da arbitragem é Paris, França.

Em síntese, a Amorim Energia B.V. alega que os actos ilícitos supostamente praticados pela REN lhe causaram um dano no montante dos dividendos distribuídos pela GALP relativamente aos lucros de 2005 e recebidos pela REN em Julho de 2006 na qualidade de accionista da GALP (Euros 40.669.797,82 "Dividendos"). Subsidiariamente, a Amorim Energia BV pede uma indemnização no montante recebido pela REN em resultado de um mecanismo de actualização constante do Acordo Parassocial consistente na aplicação da taxa Euribor a 3 meses sobre o preço a pagar pela Amorim Energia B.V. pela sua participação social na GALP (Euros 20.644.972,00). A Amorim Energia

B.V. pede ainda a condenação da REN no pagamento de juros de mora à taxa legal contados desde a apresentação do requerimento de arbitragem até integral pagamento das quantias reclamadas ou num ajustamento em função da taxa de inflação desde 12 de Setembro de 2006 até integral pagamento das quantias reclamadas.

É, no entanto, necessário notar que, durante o ano de 2006, REN e Amorim Energia B.V. mantiveram um diferendo quanto a saber a quem pertencia o valor correspondente aos Dividendos à luz das disposições do Acordo Parassocial. Em 15 de Junho de 2007, o Tribunal Arbitral especialmente constituído para o efeito por acordo das partes proferiu acórdão julgando totalmente improcedente a acção movida pela Amorim Energia B.V. e reconhecendo o direito da REN a manter os referidos Euros 40.669.797,82 não os deduzindo ao preço recebido pela venda das acções representativas de 18,3% do capital social da GALP. O acórdão arbitral é final e transitou em julgado.

A REN contestou a jurisdição de um Tribunal Arbitral a funcionar sob a égide da CCI para apreciar qualquer dos pedidos formulados pela Amorim Energia B.V., tendo também sustentado a inadmissibilidade dos pedidos formulados pela Amorim Energia B.V., nomeadamente em virtude de renúncia e/ou violação do caso julgado do acórdão arbitral proferido em Lisboa a 15 de Junho de 2007 e, em qualquer caso, se o Tribunal entender pronunciar-se sobre o mérito do Requerimento de Arbitragem, defendeu a sua improcedência total por falta de fundamento.

O Tribunal Arbitral encontra-se constituído e, em Junho de 2008, a Acta de Missão/Termos de Referência foram assinados pelos membros do Tribunal e pelos representantes das partes. Após a apresentação dos articulados, a audiência de julgamento realizou-se no início de Fevereiro de 2009. O Tribunal Arbitral proferirá uma decisão sobre a sua jurisdição e sobre a admissibilidade dos pedidos formulados pela Amorim Energia. Caso entenda possuir jurisdição, o Tribunal pronunciar-se-á sobre o mérito desses pedidos.

É entendimento da REN que o referido procedimento arbitral não determina a existência de uma obrigação presente, na medida em que é (pelo menos) mais provável que não implique o reconhecimento ou constituição de qualquer obrigação para a REN face à Amorim Energia B.V. relativamente aos pedidos formulados do que a situação inversa (a de procedência total ou parcial da acção arbitral).

2. Litígio entre REN-Redes Energéticas Nacionais (SGPS) S.A. e Galp-Gás Natural, S.A., GDP-Gás de Portugal, SGPS, S.A. e Galp Energia SGPS, S.A. Sociedade Aberta (em conjunto designadas "GALP").

De acordo com os contratos celebrados entre as partes, a aquisição dos activos regulados de gás natural ocorreu em Setembro de 2006, tendo a REN pago à GALP um preço base global no montante de 526.254.679,52 Euros. O referido preço base estava contratualmente sujeito a um mecanismo de ajustamento através do recurso a avaliações realizadas por três bancos internacionais de primeira ordem, após a entrada em vigor do novo quadro regulatório do sector do gás natural. Nos termos do referido mecanismo de ajustamento, o preço final dos activos regulados do sector do gás natural corresponde à média aritmética das três avaliações realizadas pelos bancos avaliadores, salvo se qualquer uma das avaliações diferisse em mais de 20% em relação à média das três, caso em que essa avaliação seria desconsiderada.

Em Junho de 2007, os três bancos avaliadores produziram os respectivos relatórios de avaliação. Nenhuma das avaliações se afastou da média em mais do que 20%. Tendo em conta a média aritmética das três avaliações, o montante que entretanto havia sido já pago pela REN e os encargos financeiros contratualmente acordados, o ajustamento do preço da compra e venda dos activos regulados foi fixado em 24.026.484,87 Euros, montante esse que a REN pagou à GALP no início de Julho de 2007.

Através de carta datada de 9 de Junho de 2008, a REN, nos termos dos contratos celebrados entre as partes, foi notificada da intenção das demandantes em promoverem a constituição de um tribunal arbitral destinado a dirimir a divergência suscitada por aquelas quanto ao montante do ajustamento do preço dos activos regulados resultante das avaliações realizadas pelos três bancos avaliadores.

Entretanto, foi constituído o respectivo Tribunal Arbitral e, em 20 de Novembro de 2008, a GALP apresentou a sua petição inicial. Em síntese, a GALP alega que a avaliação realizada por um dos bancos não se conformou com os critérios contratualmente estabelecidos, devendo por isso ser desconsiderada para efeitos de cálculo do ajustamento do preço da compra e venda dos activos regulados. A GALP alega ainda que as avaliações realizadas pelos outros dois bancos cometeram certos erros técnicos que deveriam ser corrigidos pelo Tribunal Arbitral.

A GALP pede que a REN seja condenada no pagamento de 40.697.947,78 Euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 4.033.552,00 e juros vincendos até integral pagamento. Subsidiariamente, a GALP pede que a REN seja condenada no pagamento de 26.864.500,00 Euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 2.662.526,00 e juros vincendos até integral pagamento. Subsidiariamente, a GALP pede que a REN seja condenada no pagamento de 12.232.708,00 Euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 1.212.377,00 e juros vincendos até integral pagamento.

Em Janeiro de 2009, a REN apresentou a sua contestação. Em síntese, a REN sustenta que, nos termos legais e contratuais aplicáveis ao caso, as avaliações realizadas pelos bancos avaliadores não são sindicáveis nos termos pretendidos pela GALP, nomeadamente tendo em conta que nenhuma das avaliações difere em mais de 20% da média das três avaliações. A REN sustenta ainda que a avaliação posta em causa pela GALP cumpre integralmente os critérios contratualmente estabelecidos não existindo fundamento para que a mesma seja desconsiderada.

A REN conclui que nenhum dos pedidos formulados pela GALP tem fundamento e considera que o Tribunal Arbitral deve julgar a acção totalmente improcedente.

Aguarda-se a marcação do julgamento, após o que o Tribunal Arbitral proferirá acórdão arbitral.



Declaração de Conformidade



8. Declaração de Conformidade

Declaração Prevista no Artigo 245.°, n.° 1, alínea c) do Código dos Valores Mobiliários

Nos termos e para os efeitos do disposto no Artigo 245.°, n.° 1, alínea c) do Código dos Valores Mobiliários, cada um dos membros do Conselho de Administração da REN Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., abaixo identificados nominativamente, subscreveu a declaração que a seguir se transcreve:[1]

"Declaro, nos termos e para os efeitos previstos no Artigo 245.°, n.° 1, alínea c) do Código de Valores Mobiliários que, tanto quanto é do meu conhecimento, actuando na qualidade e no âmbito das funções que se me encontram atribuídas e com base na informação que me foi disponibilizada no seio do Conselho de Administração e/ou da Comissão Executiva, consoante aplicável, as demonstrações financeiras condensadas foram elaboradas em conformidade com as normas contabilísticas aplicáveis, dando uma imagem verdadeira e apropriada do activo e do passivo, da situação financeira e dos resultados da REN-Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. e das empresas incluídas no seu perímetro da consolidação, e que o relatório de gestão relativo ao exercício social de 2008 expõe fielmente os acontecimentos importantes ocorridos naquele período e o impacto nas respectivas demonstrações financeiras, contendo igualmente uma descrição dos principais riscos e incertezas para o exercício seguinte."

José Rodrigues Pereira dos Penedos (Presidente)
Aníbal Durães dos Santos (Administrador Executivo)
Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista (Administrador Executivo)
Rui Manuel Janes Cartaxo (Administrador Executivo)
Fernando Henrique Viana Soares Carneiro (Administrador Executivo)
Luís Maria Atienza Serna (Administrador)
Gonçalo José Zambrano de Oliveira (Administrador)
Manuel Carlos Mello Champalimaud (Administrador)
José Isidoro d'Oliveira Carvalho Netto (Administrador)
Filipe Maurício de Botton (Administrador)
José Luís Alvim Marinho (Presidente da Comissão de Auditoria)
José Frederico Vieira Jordão (Membro da Comissão de Auditoria)
Fernando António Portela Rocha de Andrade (Membro da Comissão de Auditoria)

Lisboa, 20 de Fevereiro de 2009

[1]Os originais das declarações individuais referidas encontram-se disponíveis para consulta na sede da sociedade.

Demonstrações Financeiras Individuais



9. Demonstrações Financeiras Individuais

Balanço

	Nota	Exercício findo em 2008	2007
Activo			
Não corrente			
Activos fixos tangíveis	7	340	207
Participações em filiais	8	1.102.856	1.102.856
Activos por impostos diferidos	9	959	-
Activos financeiros disponíveis para venda	11	85.890	58.534
Outras contas a receber	12	220.020	-
		1.410.065	**1.161.596**
Corrente			
Outras contas a receber	12	1.192.454	24.486
Imposto sobre o rendimento a receber		-	15.354
Instrumentos financeiros derivados	13	876	-
Caixa e equivalentes de caixa	14	7.578	1.251
		1.200.908	**41.091**
Total do Activo		**2.610.973**	**1.202.687**
Capital Próprio			
Capital e reservas atribuíveis aos detentores de capital			
Capital social	15	534.000	534.000
Acções próprias	15	(6.619)	-
Outras reservas	16	164.160	152.590
Resultados acumulados	16	161.061	242.672
Resultado do período atribuível a detentores de capital	16	(1.513)	30.740
Total capital próprio		**851.089**	**960.002**
Passivo			
Não corrente			
Empréstimos	17	1.154.668	96
Passivos por impostos diferidos	9	232	1.139
Provisões para outros riscos e encargos		-	-
		1.154.900	**1.235**
Corrente			
Empréstimos	17	491.391	150.222
Fornecedores e outras contas a pagar	18	21.201	91.227
Imposto sobre o rendimento a pagar		92.391	-
		604.983	**241.449**
Total Passivo		**1.759.883**	**242.685**
Total do capital próprio e passivo		**2.610.973**	**1.202.687**

As Notas nas páginas 140 a 164 fazem parte integrante destas demonstrações financeiras separadas.

Demonstração dos resultados

		Exercício findo em	
	Nota	2008	2007
Prestações de serviços	**25.1**	**9.485**	**2.339**
Fornecimentos e serviços externos	19 e 25.2	(4.973)	(5.043)
Custos com pessoal		(4.204)	(2.006)
Depreciações		(49)	(11)
Provisões para riscos e encargos		-	40.670
Outros custos operacionais		(1.001)	(377)
Outros proveitos operacionais		2.358	32
Total custos		**(7.869)**	**33.265**
Resultado operacional		**1.616**	**35.603**
Custos de financiamento	20, 25.2 e 25.3	(61.687)	(3.088)
Proveitos financeiros	20 e 25.1	58.802	1.439
Resultados antes de impostos		**(1.269)**	**33.955**
Imposto do período	21	(244)	(3.214)
Resultado Líquido do período		**(1.513)**	**30.740**
Resultado por acção (expresso em euros por acção)			
- básico	22	(0,0028)	0,0576
- diluído	22	(0,0028)	0,0576

As Notas nas páginas 140 a 164 fazem parte integrante destas demonstrações financeiras separadas.

Demonstração dos Rendimentos e Gastos reconhecidos no exercício

	Exercício findo em	
	2008	2007
Ganhos em activos financeiros disponíveis para venda, valor bruto	(15.838)	8.600
Imposto sobre os itens registados directamente em capital	2.099	(1.139)
Resultado reconhecido directamente em capital	**(13.740)**	**7.460**
Lucro do período	**(1.513)**	**30.740**
Resultado Total do Período	**(15.252)**	**38.201**

As Notas nas páginas 140 a 164 fazem parte integrante destas demonstrações financeiras separadas.

Demonstração dos fluxos de caixa

	Exercício findo em	
	2008	2007
Fluxos de caixa das actividades operacionais		
Recebimentos de clientes	97.836	94.522
Pagamentos a fornecedores	(141.919)	(11.551)
Pagamentos ao pessoal	(3.859)	(3.338)
Pagamento do imposto sobre o rendimento	12.362	(57.460)
Fluxos de caixa líquidos das actividades operacionais	**(35.580)**	**22.173**
Fluxos de caixa das actividades de investimento		
Recebimentos provenientes de:		
Investimentos financeiros	6.097	-
Activos fixos tangíveis	-	-
Juros e proveitos similares	-	-
Dividendos	-	-
Pagamentos respeitantes a:		
Empréstimos a filiais	(1.090.423)	(40.539)
Investimentos financeiros	(43.425)	-
Activos fixos tangíveis	(85)	(216)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de investimento	**(1.127.837)**	**(40.755)**
Fluxos de caixa das actividades de financiamento		
Recebimentos provenientes de:		
Empréstimos obtidos	16.170.924	600.000
Juros	3.309	-
Pagamentos respeitantes a:		
Empréstimos obtidos	(14.944.916)	(450.000)
Suprimentos	-	-
Juros e custos similares	(59.592)	(2.934)
Dividendos	-	(97.000)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de financiamento	**1.169.725**	**50.067**
Aumento líquido (diminuição) do caixa e equivalentes de caixa	**6.309**	**31.485**
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	1.084	(30.401)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	**7.393**	**1.084**

As Notas nas páginas 140 a 164 fazem parte integrante destas demonstrações financeiras separadas.

Anexo às demonstrações financeiras individuais



10. Anexo às demonstrações financeiras individuais

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

1. Informação geral

A REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (referida neste documento como "REN SGPS" ou "Empresa"), com morada na Avenida Estados Unidos da América, 55 – 12.º, Lisboa, resultou da transformação em 5 de Janeiro de 2007, da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. numa sociedade gestora de participações financeiras.

Em simultâneo com a operação de transformação foi efectuada a cisão do negócio da Electricidade, que estava atribuído à REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., para a empresa do grupo REN – Serviços de Rede, S.A., que foi posteriormente redenominada para REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

A REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. é a empresa "holding" do grupo REN, que está organizado em dois negócios principais: a Electricidade e o Gás, e em dois negócios secundários: as Telecomunicações e a Gestão do Mercado de Derivados de Electricidade.

Negócio Electricidade

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Empresa constituída por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006, tendo ocorrido um aumento do capital social, em 5 de Janeiro de 2007, por transferência dos activos e passivos respeitantes à concessão da exploração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Muito Alta Tensão (RNT).

Esta empresa tem por objecto o transporte de electricidade e a gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento de electricidade no território do continente e proceder à gestão e exploração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, compreendendo o transporte de electricidade, o planeamento, a construção, a manutenção e a operação das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão do serviço público de que é titular.

REN Trading, S.A.

Empresa constituída por escritura em 13 de Junho de 2007.

Esta empresa tem por objecto a compra, venda, importação e exportação de energia eléctrica e a compra e venda de potência e de serviços de sistema no âmbito da gestão de contratos de aquisição de energia de longo prazo (CAE), bem como a compra e venda de gás natural e de outros combustíveis para a optimização da gestão e dos custos associados aos mesmos contratos através de operações em mercados organizados e sistemas de leilão ou mediante contratos bilaterais.

Negócio Gás

REN Gasodutos, S.A.

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

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

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

O capital social da REN – Gasodutos, S.A. é de 404 931 169,86 euros, representado por 404 931 169 acções com o valor nominal de um euro cada uma. Em 31 de Junho de 2007 a totalidade do capital era detida pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

A REN Gasodutos, S.A. detém uma participação em duas sociedades criadas em "joint venture" com uma empresa espanhola de transporte de gás, a Enagás, S.A., às quais a REN Gasodutos cedeu os direitos de transporte sobre gasodutos específicos (Braga - Tuy e Campo Maior - Leiria - Braga).

REN Armazenagem, S.A.

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

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

O capital social da REN – Armazenagem, S.A. é de 76 385 561,71 euros, representado por 76 385 561 acções com o valor nominal de um euro cada uma. Em 31 de Dezembro de 2007 a totalidade do capital era detida pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.

A empresa foi constituída em 14 de Abril de 1999. Por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006, foi alterada a sua denominação social para REN – Atlântico, Terminal de GNL, S.A. O seu objecto social é a recepção, o armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) em terminal oceânico de GNL, e a construção, exploração e manutenção das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social é de 13 000 000 euros, representado por 13 milhões de acções com valor nominal de um euro cada uma. O capital, em 31 de Dezembro de 2007, era detido na sua totalidade pela REN- Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Telecomunicações

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 2008, era detido na sua totalidade pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Gestão do Mercado de Derivados de Electricidade

OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia, 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.

Devido aos atrasos no arranque do MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade, a OMIP apenas começou a operar em 3 de Julho de 2006.

O capital social da OMIP é de 2 500 000 euros, representado por 250 000 acções com o valor nominal de 10 euros cada uma, o qual, em 31 de Dezembro de 2008, era detido em 90% pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. e em 10% pela Omel – Compañia Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.

A OMIP detém a totalidade do capital da empresa, OMIClear.- Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A., que tem como objecto social a compensação de operações a prazo, nomeadamente futuros e opções.

Outros

A REN SGPS, possui ainda uma participação na empresa REN – Serviços, S.A., que tem por objecto a prestação de quaisquer serviços genéricos de apoio administrativo, financeiro, regulativo, de gestão de pessoal, processamento de salários, gestão e manutenção de património mobiliário e imobiliário, negociação e aprovisionamento de consumíveis

ou serviços e, em geral, quaisquer outros do mesmo tipo, usualmente designados por serviços de *back-office*, de forma remunerada, tanto a empresas que estejam com ela em relação de grupo como quaisquer terceiros.

1.1. Aprovação das demonstrações financeiras separadas

Estas demonstrações financeiras separadas foram aprovadas pelo Conselho de Administração, na reunião de 20 de Fevereiro de 2009. É da opinião do Conselho de Administração que estas demonstrações financeiras reflectem de forma verdadeira e apropriada as operações da REN SGPS, bem como a sua posição e performance financeira e fluxos de caixa.

2. Base de preparação

Estas demonstrações financeiras constituem as primeiras demonstrações financeiras separadas preparadas pela Empresa de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro adoptadas pela União Europeia ("IFRS"), emitidas e em vigor ou emitidas e adoptadas à data de 1 de Janeiro de 2008, e de acordo com a IFRS 1 – Adopção pela primeira vez das normas internacionais de relato financeiro. A data de transição é o dia 1 de Janeiro de 2007, tendo a Empresa preparado o balanço de abertura a essa data. As demonstrações financeiras separadas da REN SGPS foram preparadas de acordo com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal (POC) até 31 de Dezembro de 2007.

Na preparação das demonstrações financeiras separadas de 31 de Dezembro de 2008, o Conselho de Administração alterou determinados critérios de contabilização e valorização para estar em conformidade com as "IFRS". Os valores comparativos relativos ao exercício de 2007 foram re-expressos para reflectir estes ajustamentos. A reconciliação e descrição dos impactos da transição do normativo anterior (POC) para as "IFRS" no Capital próprio e Resultado do exercício e Fluxos de caixa são apresentados na Nota 4.

Na preparação das demonstrações financeiras consolidadas a REN SGPS seguiu a convenção dos custos históricos, modificada, quando aplicável, pela reavaliação de activos financeiros disponíveis para venda.

A preparação das demonstrações financeiras em conformidade com as IFRS requer o uso de estimativas, pressupostos e julgamentos críticos no processo da determinação das políticas contabilísticas a adoptar pela REN SGPS, com impacto significativo no valor contabilístico dos activos e passivos, assim como nos rendimentos e gastos do período de reporte.

Apesar de estas estimativas serem baseadas na melhor experiência do Conselho de Administração e nas suas melhores expectativas em relação aos eventos e acções correntes e futuras, os resultados actuais e futuros podem diferir destas estimativas. As áreas que envolvem um maior grau de julgamento ou complexidade, ou áreas em que pressupostos e estimativas sejam significativos para as demonstrações financeiras são apresentadas na Nota 6.

Novas normas:

a) Existem novas normas, alterações e interpretações efectuadas a normas existentes, que apesar de já estarem publicadas, a sua aplicação apenas é obrigatória para períodos anuais que se iniciem a partir de 1 de Julho de 2008 ou em data posterior, que a REN SGPS decidiu não adoptar antecipadamente:

- IFRS 8, 'Segmentos Operacionais' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após de 1 de Janeiro de 2009). Esta norma não tem impacto nas demonstrações financeiras da empresa.
- IAS 23 (alteração), 'Custos de empréstimos obtidos' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). Esta alteração não deverá ter impacto nas demonstrações financeiras da REN SGPS.
- IFRS 2 (alteração), 'Pagamentos baseados em acções' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). Esta alteração não tem impacto nas demonstrações financeiras da REN SGPS.
- IFRS 3 (revisão), 'Concentrações de actividades' e IAS 27 (revisão), 'Demonstrações financeiras separadas e consolidadas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). Esta revisão ainda não se encontra adoptada pela União Europeia, devendo ser aplicada às concentrações de actividade futuras a registar pela REN SGPS.
- IAS 1 (revisão), 'Apresentação das demonstrações financeiras' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). A revisão à IAS 1 será adoptada pela Empresa em 1 de Janeiro de 2009.

- IAS 32 (alteração), 'Instrumentos financeiros: apresentação' e consequente alteração à IAS 1- 'Apresentação das demonstrações financeiras' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). Esta alteração ainda não se encontra adoptada pela União Europeia, no entanto, não se estima qualquer impacto da sua aplicação nas demonstrações financeiras da REN SGPS.
- IFRS 1 (alteração), Adopção pela primeira vez das IFRS' e consequente alteração à IAS 27 'Demonstrações financeiras separadas e consolidadas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). Esta alteração ainda não se encontra adoptada pela União Europeia, no entanto não se estima qualquer impacto da sua aplicação nas demonstrações financeiras da REN SGPS.
- ·Melhoria anual das normas em 2008 (a aplicar maioritariamente para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). Estas melhorias ainda não se encontram adoptadas pela União Europeia, pelo que apenas serão aplicadas pela Empresa nos exercícios em que se tornem efectivas.
- IFRIC 13, 'Programas de fidelização de clientes' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2008). Esta interpretação não tem impacto nas demonstrações financeiras da REN SGPS.
- IFRIC 14, 'Limitação aos activos decorrentes de planos de benefícios definidos e a sua interacção com requisitos de contribuições mínimas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2008). Esta interpretação não tem impacto nas demonstrações financeiras da REN SGPS.
- IFRIC 15, 'Contratos para a construção de imóveis' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia, no entanto não se estima qualquer impacto da sua aplicação nas demonstrações financeiras da REN SGPS.
- IFRIC 16, 'Cobertura de investimentos em operações estrangeiras' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Outubro de 2008). Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia, no entanto não se estima qualquer impacto da sua aplicação nas demonstrações financeiras da REN SGPS.
- IFRIC 17, 'Distribuições em espécie aos accionistas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia, pelo que apenas será aplicada pela Empresa nos exercícios em que se torne efectiva.

b) As interpretações identificadas abaixo, são de aplicação obrigatória pelo IASB, para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2008, no entanto, a sua aplicação não foi efectuada por ainda estar pendente da adopção pela União Europeia:

- IFRIC 12, 'Serviços de concessão'. Esta interpretação não tem impacto nas demonstrações financeiras da REN SGPS.

c) O impacto da adopção das normas e interpretações que se tornaram efectivas no período iniciado em 1 de Janeiro de 2008, é como segue:

- IFRIC 11, IFRS 2 – Operações com acções próprias. Sem impacto nas demonstrações da REN SGPS.
- IAS 39, 'Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração', permitida a alteração à classificação de activos financeiros ao justo valor por via de resultados, em condições específicas. Sem impacto nas demonstrações financeiras da REN SGPS.

3. Resumo das principais políticas contabilísticas

As principais políticas de contabilidade aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras são as que abaixo se descrevem. Estas políticas foram consistentemente aplicadas a todos os exercícios apresentados, salvo indicação contrária.

3.1. Participações em filiais

Filiais são todas as entidades (incluindo as entidades com finalidades especiais) sobre as quais a REN SGPS tem o poder de decidir sobre as políticas financeiras ou operacionais, a que normalmente está associado o controlo, directo ou indirecto, de mais de metade dos direitos de voto. A existência e o efeito de direitos de voto potenciais que sejam correntemente exercíveis ou convertíveis são considerados quando se avalia se a REN SGPS detém o controlo sobre uma entidade. As entidades que se qualificam como filiais encontram-se listadas na Nota 8.

As participações em filiais são registadas ao custo de aquisição, deduzido de dividendos pré-aquisição e eventuais perdas de imparidade. Os dividendos recebidos das filiais são registados como um rendimento do exercício, quando o direito do accionista for estabelecido, o que geralmente ocorre por decisão da Assembleia Geral da filial.

3.2. Conversão cambial

i) Moeda funcional e de apresentação
Os itens incluídos nas demonstrações financeiras da REN SGPS estão mensurados na moeda do ambiente económico em que a entidade opera (moeda funcional), o euro. As demonstrações financeiras separadas da REN SGPS e respectivas notas deste anexo são apresentadas em milhares de euros, salvo indicação explícita em contrário.

ii) Transacções e saldos
As transacções em moedas diferentes do euro são convertidas na moeda funcional utilizando as taxas de câmbio à data das transacções. Os ganhos ou perdas cambiais resultantes da liquidação das transacções bem como da conversão pela taxa de câmbio à data do balanço, dos activos e dos passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são reconhecidos na demonstração dos resultados, na rubrica de custos de financiamento, se relacionadas com empréstimos ou em outros ganhos ou perdas operacionais, para todos os outros saldos/transacções.

3.3. Activos fixos tangíveis

Os activos tangíveis encontram-se valorizados ao custo deduzido de depreciações e perdas por imparidade acumuladas. Este custo inclui o custo estimado à data de transição para IFRS, e os custos de aquisição para activos obtidos após essa data.

O custo de aquisição inclui o preço de compra do activo, as despesas directamente imputáveis à sua aquisição e os encargos suportados com a preparação do activo para a sua entrada em funcionamento. Os custos financeiros incorridos com empréstimos obtidos para a construção de activos tangíveis são reconhecidos como custo da aquisição/construção do activo.

Os custos subsequentes incorridos com renovações e grandes reparações, que façam aumentar a vida útil dos activos são reconhecidos no custo do activo.

Os encargos com reparações e manutenção de natureza corrente são reconhecidos como um gasto do período em que são incursos.

Os activos fixos tangíveis são depreciados de forma sistemática com base no método das quotas constantes, pelo período da vida útil estimada.

As vidas úteis estimadas para os activos fixos tangíveis mais significativos são conforme segue:

	Anos
Equipamento de Transporte	Entre 4 e 6 anos
Equipamento Administrativo	Entre 3 e 10 anos

As vidas úteis dos activos são revistas no final do ano para cada activo, para que as depreciações praticadas estejam em conformidade com os padrões de consumo dos activos. Alterações às vidas úteis são tratadas como uma alteração de estimativa contabilística e são aplicadas prospectivamente.

Os ganhos ou perdas na alienação dos activos são determinados pela diferença entre o valor de realização e o valor contabilístico do activo, sendo reconhecidos na demonstração dos resultados.

3.4. Activos financeiros

O Conselho de Administração determina a classificação dos activos financeiros, na data do reconhecimento inicial de acordo com o objectivo da sua compra, reavaliando esta classificação a cada data de relato.

Os activos financeiros podem ser classificados como:

a) Activos financeiros ao justo valor por via de resultados -incluem os activos financeiros não derivados detidos para negociação respeitando a investimentos de curto prazo e activos ao justo valor por via de resultados à data do reconhecimento inicial;
b) Empréstimos concedidos e contas a receber – inclui os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis não cotados num mercado activo;
c) Investimentos detidos até à maturidade – incluem os

activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis e maturidades fixas, que a entidade tem intenção e capacidade de manter até à maturidade;

d) Activos financeiros disponíveis para venda – incluem os activos financeiros não derivados que são designados como disponíveis para venda no momento do seu reconhecimento inicial ou não se enquadram nas categorias acima referidas. São reconhecidos como activos não correntes excepto se houver intenção de alienar nos 12 meses seguintes à data do balanço.

Compras e vendas de investimentos em activos financeiros são registadas na data da transacção, ou seja, na data em que a REN SGPS se compromete a comprar ou a vender o activo.

Activos financeiros ao justo valor por via de resultados são reconhecidos inicialmente pelo justo valor, sendo os custos da transacção reconhecidos em resultados. Estes activos são mensurados subsequentemente ao justo valor, sendo os ganhos e perdas resultantes da alteração do justo valor, reconhecidos nos resultados do período em que ocorrem na rubrica de custos financeiros líquidos, onde se incluem também os montantes de rendimentos de juros e dividendos obtidos.

Activos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos inicialmente ao justo valor acrescido dos custos de transacção. Nos períodos subsequentes, são mensurados ao justo valor sendo a variação do justo valor reconhecida na reserva de justo valor no capital. Os dividendos e juros obtidos dos activos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos em resultados do período em que ocorrem, na rubrica de outros ganhos operacionais, quando o direito ao recebimento é estabelecido.

O justo valor de activos financeiros cotados é baseado em preços de mercado ("bid"). Se não existir um mercado activo, a REN SGPS estabelece o justo valor através de técnicas de avaliação. Estas técnicas incluem a utilização de preços praticados em transacções recentes, desde que as condições de mercado permitam a comparação com instrumentos substancialmente semelhantes, e o cálculo de *cash flows* descontados quando existe informação disponível, privilegiando informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

Empréstimos concedidos e contas a receber são classificados no balanço como "Outras contas a receber", e são reconhecidos ao custo amortizado usando a taxa efectiva de juro, deduzidos de qualquer perda de imparidade. O ajustamento pela imparidade de contas a receber é efectuado quando existe evidência objectiva de que o Grupo não terá a capacidade de receber os montantes em dívida de acordo com as condições iniciais das transacções que lhe deram origem.

A REN SGPS avalia a cada data de relato, se existe evidência objectiva de que os activos financeiros sofreram perda de valor. No caso de participações de capital classificadas como disponíveis para venda, um decréscimo significativo ou prolongado do justo valor abaixo do seu custo é considerado como um indicador de que o activo financeiro está em situação de imparidade. Se existir evidência de perda de valor para activos financeiros disponíveis para venda, a perda acumulada – calculada pela diferença entre o custo de aquisição e o justo valor corrente, menos qualquer perda de imparidade desse activo financeiro reconhecida previamente em resultados – é retirada do capital próprio e reconhecida na demonstração dos resultados. As perdas de imparidade de instrumentos de capital reconhecidas em resultados não são reversíveis na demonstração dos resultados.

Os activos financeiros são desreconhecidos quando os direitos ao recebimento dos fluxos monetários originados por esses investimentos expiram ou são transferidos, assim como todos os riscos e benefícios associados à sua posse.

3.5. Caixa e equivalentes de caixa

O caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo, de liquidez elevada e com maturidades iniciais até 3 meses, e descobertos bancários. Os descobertos bancários são apresentados no Balanço, no passivo corrente, na rubrica "Empréstimos obtidos correntes", e são considerados na elaboração da demonstração consolidada dos fluxos de caixa, como caixa e equivalentes de caixa.

3.6. Capital social

As acções ordinárias são classificadas no capital próprio.

Os custos directamente atribuíveis à emissão de novas acções ou opções são apresentados no capital próprio como uma dedução, líquida de impostos, ao montante emitido.

As acções próprias adquiridas através de contrato ou directamente no mercado são reconhecidas no capital próprio, em rubrica própria. De acordo com o código das sociedades a REN SGPS tem de garantir a cada momento a existência de reservas no Capital Próprio para cobertura do valor das acções próprias, limitando o valor das reservas a disponíveis para distribuição.

As acções próprias são registadas ao custo de aquisição, se a compra for efectuada à vista, ou ao justo valor estimado se a compra for diferida.

3.7. Passivos financeiros

A IAS 39 prevê a classificação dos passivos financeiros em duas categorias:

a) Passivos financeiros ao justo valor por via de resultados;

b) Outros passivos financeiros.

Os outros passivos financeiros incluem Empréstimos obtidos (Nota 3.8) e Fornecedores e outras contas a pagar. Os fornecedores e outras contas a pagar são reconhecidos inicialmente ao justo valor e subsequentemente são mensurados ao custo amortizado de acordo com a taxa de juro efectiva.

3.8. Empréstimos obtidos

Os empréstimos obtidos são inicialmente reconhecidos ao justo valor, líquido de custos de transacção incorridos. Os empréstimos são subsequentemente apresentados ao custo amortizado sendo a diferença entre o valor nominal e o justo valor inicial reconhecida na demonstração dos resultados ao longo do período do empréstimo, utilizando o método da taxa de juro efectiva.

Os empréstimos obtidos são classificados no passivo corrente, excepto se a REN SGPS possuir um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço, sendo neste caso classificados no passivo não corrente.

3.9. Instrumentos financeiros derivados

Os instrumentos financeiros derivados são registados inicialmente ao justo valor da data da transacção sendo valorizados subsequentemente ao justo valor. O método do reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor depende da designação que é feita dos instrumentos financeiros derivados. Quando se tratem de instrumentos financeiros derivados de negociação, os ganhos e perdas de justo valor são reconhecidos no resultado do exercício nas rubricas de custos ou proveitos financeiros. Quando designados como instrumentos financeiros derivados de cobertura, o reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor dependem da natureza do item que está a ser coberto, podendo tratar-se de uma cobertura de justo valor ou de uma cobertura de fluxos de caixa.

Numa operação de cobertura de justo valor de um activo ou passivo ("*fair value hedge*"), o valor de balanço desse activo ou passivo, determinado com base na respectiva política contabilística, é ajustado de forma a reflectir a variação do seu justo valor atribuível ao risco coberto. As variações do justo valor dos derivados de cobertura são reconhecidas em resultados, conjuntamente com as variações de justo valor dos activos ou dos passivos cobertos atribuíveis ao risco coberto.

Numa operação de cobertura da exposição à variabilidade de fluxos de caixa futuros de elevada probabilidade ("*cash flow hedge*"), a parte eficaz das variações de justo valor do derivado de cobertura são reconhecidas em reservas, sendo transferidas para resultados nos períodos em que o respectivo item coberto afecta resultados. A parte ineficaz da cobertura é registada em resultados no momento em que ocorre.

3.10. Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre o rendimento do período compreende os impostos correntes e os impostos diferidos. Os impostos sobre o rendimento são registados na demonstração dos resultados, excepto quando estão relacionados com itens que sejam reconhecidos directamente nos capitais próprios. O valor de imposto corrente a pagar é determinado com base no resultado antes de impostos, ajustado de acordo com as regras fiscais.

No presente exercício, a Empresa passou a ser integrada em sede de IRC no perímetro de consolidação fiscal. Como consequência os movimentos registados pelas filiais relativos a estimativa de imposto sobre o rendimento, a retenções efectuadas por terceiros e aos pagamentos por conta são registados no balanço da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. na rubrica "Imposto sobre o rendimento a pagar" em contrapartida de "Outras Contas a receber".

Os impostos diferidos são reconhecidos usando o método do passivo com base no balanço, considerando as diferenças temporárias resultantes da diferença entre a base fiscal de activos e passivos e os seus valores nas demonstrações financeiras consolidadas.

Os impostos diferidos são calculados com base na taxa de imposto em vigor ou já oficialmente comunicada, à data do balanço e que se estima que seja aplicável na data da realização dos impostos diferidos activos ou na data do pagamento dos impostos diferidos passivos.

Os impostos diferidos activos são reconhecidos na medida em que seja provável que existam lucros tributáveis futuros disponíveis para utilização da diferença temporária. Os impostos diferidos passivos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis, excepto as relacionadas com: i) o reconhecimento inicial do *goodwill*; ou ii) o reconhecimento inicial de activos e passivos, que não resultem de uma concentração de actividades, e que à data da transacção não afectem o resultado contabilístico ou fiscal. Contudo, no que se refere às diferenças temporárias tributáveis relacionadas com investimentos em filiais, estas não devem ser reconhecidas na medida em que: i) a empresa mãe tem capacidade para controlar o período da reversão da diferença temporária; e ii) é provável que a diferença temporária não reverta num futuro próximo.

3.11. Provisões

As provisões são reconhecidas quando a REN SGPS tem: i) uma obrigação presente legal ou construtiva resultante de eventos passados; ii) para a qual é mais provável do que não que seja necessário um dispêndio de recursos internos na liquidação dessa obrigação; e iii) o montante possa ser estimado com razoabilidade. Sempre que um dos critérios não seja cumprido ou a existência da obrigação esteja condicionada à ocorrência (ou não ocorrência) de determinado evento futuro, a REN SGPS divulga tal facto como um passivo contingente, salvo se a avaliação da exigibilidade da saída de recursos para liquidação do mesmo seja considerada remota.

As provisões são mensuradas ao valor presente dos dispêndios estimados para liquidar a obrigação utilizando uma taxa antes de impostos, que reflecte a avaliação de mercado para o período do desconto e para o risco da provisão em causa (Nota 24).

3.12. Locações

Locações de activos fixos tangíveis, relativamente às quais a REN detém substancialmente todos os riscos e benefícios inerentes à propriedade do activo são classificados como locações financeiras. São igualmente classificadas como locações financeiras os acordos em que a análise de uma ou mais situações particulares do contrato aponte para tal natureza. Todas as outras locações são classificadas como locações operacionais.

As locações financeiras são capitalizadas no início da locação pelo menor entre o justo valor do activo locado e o valor presente dos pagamentos mínimos da locação, cada um determinado à data de início do contrato. A dívida resultante de um contrato de locação financeira é registada líquida de encargos financeiros, na rubrica de Empréstimos. Os encargos financeiros incluídos na renda e a depreciação dos activos locados, são reconhecidos na Demonstração dos resultados consolidados, no período a que dizem respeito.

Os activos tangíveis adquiridos através de locações financeiras são depreciados pelo menor entre o período de vida útil do activo e o período da locação quando o Grupo não tem opção de compra no final do contrato, ou pelo período de vida útil estimado quando o Grupo tem a intenção de adquirir os activos no final do contrato.

Nas locações consideradas operacionais, as rendas devidas são reconhecidas como custo na demonstração dos resultados numa base linear, durante o período da locação.

3.13. Rédito

O rédito compreende o justo valor da prestação de serviços, líquido de impostos e descontos.

As prestações de serviços são reconhecidas no período a que respeitam, tal como preconiza o princípio contabilístico da especialização do exercício. Os valores registados como prestações de serviços referem-se aos débitos efectuados às empresas filiais, por conta de custos de gestão.

3.14. Outros proveitos e custos

Outros proveitos e custos são registados no exercício a que respeitam independentemente do momento do seu pagamento ou recebimento, de acordo com o

princípio contabilístico da especialização do exercício. As diferenças entre os montantes recebidos e pagos e as correspondentes receitas e despesas são registadas como acréscimos e diferimentos nas rubricas de Contas a receber e Contas a pagar.

4. Impacto da transição para IFRS

A REN SGPS adoptou as "IFRS", emitidas e em vigor ou emitidas à data de 1 de Janeiro de 2008, tendo aplicado estas normas retrospectivamente para todos os períodos apresentados. A data de transição é 1 de Janeiro de 2007 e a empresa preparou o seu balanço de abertura a essa data, considerando as isenções e exclusões a outras normas existentes, permitidas pela IFRS 1.

A IFRS 1 permite isenções no que se refere à aplicação retrospectiva preconizada por outras normas do IASB, tendo a REN SGPS optado na data da transição pela isenção referente à designação de activos financeiros como "disponíveis para venda".

A REN SGPS aplicou a isenção à 'IAS 39 – Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração' no que se refere à designação dos activos financeiros como activos "disponíveis para venda" na data da transição. O tratamento previsto na 'IAS 39 – Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração' é o da designação apenas poder ser feita na data do reconhecimento inicial do activo.

Reconciliação dos ajustamentos de transição para as IFRS

Em 31 de Dezembro de 2007 e 1 de Janeiro de 2007, a adopção de princípios e políticas contabilísticas de acordo com as IFRS teve o seguinte efeito nos capitais próprios:

Reconciliação do Capital Próprio

	Ajust.	31.12.07	01.01.07
Capital próprio POC		**1.054.019**	**1.031.074**
Equivalência patrimonial	1	(101.508)	(10.536)
Dividendos OMIP	1	31	-
Benefícios aos empregados	2	-	(1.736)
Justo valor activos disponíveis para venda	3	8.600	-
Imposto diferido	4	(1.139)	-
Total dos ajustamentos		(94.017)	(12.272)
Capital próprio IFRS		**960.002**	**1.018.802**

O montante total de ajustamento à data de transição reflecte o diferencial registado nas demonstrações financeiras separadas decorrente da conversão para as IFRS. Estes ajustamentos encontram-se reconhecidos em "Resultados acumulados".

Para o período de 31 de Dezembro de 2007, a adopção de princípios e políticas contabilísticas de acordo com as IFRS originou um impacto nos resultados líquidos conforme segue:

Reconciliação do Resultado Líquido

	Ajust.	31.12.07
Resultado Líquido POC		**121.681**
Equivalência patrimonial	1	(90.972)
Dividendos OMIP	1	31
Benefícios aos empregados	2	-
Justo valor activos disponíveis para venda	3	-
Imposto diferido	4	-
Total dos ajustamentos		(90.941)
Resultado líquido IFRS		**30.740**

Alterações à Demonstração dos fluxos de caixa

As alterações à demonstração dos fluxos de caixa não foram consideradas significativas para divulgação.

Detalhe dos ajustamentos

Os ajustamentos acima referidos na reconciliação do capital próprio e do resultado líquido, resultam das diferenças quantitativas identificadas entre o normativo POC e as IFRS, as quais podem ser resumidas, como segue:

Ajustamento 1 – Anulação da equivalência patrimonial

A 'IAS 27 – Demonstrações financeiras consolidadas e separadas', refere que quando uma entidade prepara demonstrações financeiras separadas, as participações em filiais, associadas e *joint ventures*, que não estejam classificadas como activos detidos para venda têm de ser registadas ao custo ou ao justo valor de acordo com a 'IAS 39 – Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração'. A REN SGPS optou por valorizar as suas participações em filiais ao custo, pelo que foi necessário anular o efeito da aplicação da equivalência patrimonial, em cada período.

De acordo com o método do custo, uma entidade apenas reconhece ganhos associados às participações financeiras detidas, quando há lugar à distribuição de dividendos, gerados após a data de aquisição. Assim, foi necessário reconhecer como ganho do período os dividendos distribuídos pelo OMIP.

Ajustamento 2 – Bónus aos empregados

De acordo com a lei Portuguesa, os bónus aos empregados podem ser pagos através da distribuição dos

resultados, designando-se por gratificações de balanço, não afectando a demonstração dos resultados. Na data da transição, o bónus atribuído aos colaboradores é registado como um passivo no período em que o empregado prestou o serviço.

Ajustamento 3 – Valorização dos Activos disponíveis para venda

No período comparativo em análise a REN SGPS adquiriu uma participação na Red Eléctrica de España, S.A., que foi classificada como activo financeiro disponível para venda por se tratar de um investimento estratégico. De acordo com as IFRS, os activos financeiros disponíveis para venda são valorizados ao justo valor por via de capital próprio, enquanto no POC são mantidos ao custo.

Ajustamento 4 – Impostos diferidos

O imposto diferido registado refere-se também ao impacto dos ajustamentos referidos nos pontos anteriores tendo em conta o valor contabilístico das rubricas e a sua base fiscal.

5. Políticas de gestão do risco financeiro

5.1. Factores do risco financeiro

As actividades do Grupo REN estão expostas a uma variedade de factores de risco financeiro: risco de crédito, risco de liquidez e risco de fluxos de caixa associado à taxa de juro, entre outros.

A REN SGPS desenvolveu e implementou um programa de gestão do risco que, conjuntamente com a monitorização permanente dos mercados financeiros, procura minimizar os potenciais efeitos adversos na performance financeira do Grupo REN.

A gestão do risco é conduzida pelo departamento financeiro com base em políticas aprovadas pelo Conselho de Administração. O departamento financeiro identifica, avalia e realiza operações com vista à minimização dos riscos financeiros em estrita cooperação com as unidades operacionais da REN.

O Conselho de Administração da REN SGPS define os princípios para a gestão do risco como um todo e as políticas que cobrem áreas específicas, como o risco cambial, o risco de taxa de juro, risco de crédito, o uso de derivados e outros instrumentos financeiros não derivados, bem como o investimento do excesso de liquidez.

i) Risco de taxa de câmbio

Nem as empresas filiais do Grupo nem a REN SGPS têm operações significativas em moeda estrangeira.

ii) Risco de crédito

As transacções realizadas pela REN SGPS, referem-se essencialmente à gestão centralizada da tesouraria do Grupo, sendo os valores a receber relativos a suprimentos e empréstimos de tesouraria efectuados às empresas filiais.

No que se refere ao risco de crédito das filiais, este é reduzido, uma vez que parte significativa da prestação de serviços é reconhecida pela facturação emitida aos distribuidores de electricidade e gás natural, no âmbito das relações estabelecidas pelo regulador para o mercado da electricidade e do gás natural.

No que se refere às aplicações financeiras do grupo, classificadas como "Caixa e equivalentes de caixa", estas estão contratadas junto de instituições financeiras com um rating entre A e A+.

iii) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da REN é efectuada através da emissão de empréstimos obrigacionistas a longo prazo, da gestão flexível do papel comercial, e da negociação de linhas de crédito disponíveis a todo o momento.

A tabela seguinte analisa os passivos financeiros da REN e os derivados financeiros, pelo líquido por grupos de maturidade relevantes, tendo por base o período remanescente até à maturidade contratual à data de balanço. Os montantes que constam da tabela são *cash flows* contratuais não descontados:

	31 de Dezembro de 2008			
	Menos de 1ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Empréstimos obtidos:				
Leasings financeiros	111	174	-	285
Empréstimos bancários	55.858	195.987	376.475	628.320
Papel comercial	454.502	200.000	-	654.502
Empréstimos obrigacionistas	31.875	627.500	-	659.375
Descobertos bancários	307	-	-	307
	542.653	1.023.661	376.475	1.942.790
Instrumentos financeiros derivados	1.571	(368)	-	1.203
Fornecedores e contas a pagar	21.201	-	-	21.201
	563.854	**1.023.661**	**376.475**	**1.963.990**

	31 de Dezembro de 2007			
	Menos de 1 ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Empréstimos obtidos:				
Leasings financeiros	65	104	-	168
Empréstimos bancários	-	-	-	-
Papel comercial	150.000	-	-	150.000
Empréstimos obrigacionistas	-	-	-	-
Descobertos bancários	167	-	-	167
	150.232	104	-	150.335
Instrumentos financeiros derivados	-	-	-	-
Fornecedores e contas a pagar	91.227	-	-	91.227
	241.459	104	0	241.563

iv) Risco de taxa de juro

O risco associado à flutuação da taxa de juro tem impacto nas contas da REN SGPS no serviço da dívida contratada.

A REN SGPS apresenta exposição ao risco de taxa de juro, principalmente por via dos empréstimos do Grupo. Os empréstimos emitidos com taxa variável expõem a REN SGPS ao risco associado aos fluxos de caixa, decorrentes de alterações na taxa de juro. Os empréstimos emitidos com taxa fixa expõem a REN SGPS ao risco de justo valor, decorrente de alterações na taxa de juro.

A REN SGPS efectua a análise da sua exposição ao risco de taxa de juro numa base dinâmica. Durante o exercício de 2008, a REN efectuou uma emissão de dívida de taxa fixa no montante de 500 milhões de euros, mas contratou na mesma data *swaps* de taxa de juro com características idênticas às da dívida, para fazer a cobertura económica do risco de justo valor.

Análise de sensibilidade dos custos de financiamento a variações na taxa de juro

Foi efectuada uma análise de sensibilidade com base na dívida total da REN SGPS subtraída das aplicações de fundos e das disponibilidades, com referência a 31 de Dezembro dos anos de 2007 e 2008.

2007

Tendo por referência a dívida líquida da REN SGPS em 31 de Dezembro de 2007, um acréscimo de 1,5% nas taxas de juro resultaria num incremento dos custos financeiros líquidos anuais de 2.265 milhares de euros.

2008

Tendo por referência a dívida líquida da REN SGPS em 31 de Dezembro de 2008, um acréscimo de 1,5% nas taxas de juro resultaria num incremento dos custos financeiros líquidos anuais de 17.454 milhares de euros.

5.2. Gestão do risco de capital

O objectivo da REN SGPS em relação à gestão de capital, que é um conceito mais amplo do que o capital relevado na face balanço, é manter uma estrutura de capital óptima, através da utilização prudente de dívida e mantendo um *rating* de crédito sólido que lhe permita reduzir o custo de capital.

A contratação de dívida é analisada periodicamente através da ponderação de factores como: i) as necessidades de tesouraria das filiais decorrentes de CAPEX em activos regulados das empresas filiais; ii) a taxa de remuneração dos activos regulados prevista no regulamento tarifário em vigor; e a política de dividendos definida.

A REN SGPS monitoriza ainda o seu capital total com base no rácio de *gearing*, o qual é determinado como sendo a dívida líquida a dividir pelo capital. A dívida líquida é calculada como o montante total de empréstimos (incluindo os saldos correntes e não-correntes conforme divulgado no balanço deduzido dos montantes de caixa e equivalentes de caixa). O capital total é calculado através da soma dos capitais próprios (como divulgado no balanço) acrescido da dívida líquida.

Em 2008, a estratégia da REN foi manter um *gearing* entre 60% e 70%. Os rácios de *gearing* em 31 de Dezembro de 2008 e 2007 eram os seguintes:

	2008	2007
Empréstimos totais (nota 17)	1.646.059	150.318
Menos: Caixa e equivalentes de caixa (nota 14)	(7.578)	(1.251)
Dívida líquida	1.638.481	149.067
Capitais próprios	851.089	960.002
Capital total	2.489.570	1.109.069
Gearing	66%	13%

O reduzido rácio de *gearing* em 2007 reflecte o facto de a gestão centralizada da tesouraria do Grupo e a contratação centralizada de dívida pela REN SGPS, apenas ter sido concretizada em 2008, com a transferência dos empréstimos das filiais para a REN SGPS.

5.3. Contabilização de instrumentos financeiros derivados

Durante 2008, a REN SGPS procedeu à cobertura económica da sua exposição ao risco do justo valor da sua emissão obrigacionista no valor total de 500 milhões de euros, através de *swaps* de taxa de juro com as mesmas características da dívida emitida (nocional de 500 milhões de euros). Embora não esteja contabilizada como cobertura contabilística, o objectivo desta cobertura económica é transformar a emissão de taxa fixa em taxa variável, de forma a que a variação de justo valor dos *swaps* de taxa de juro compense a variação de justo valor da dívida emitida decorrente de alterações no risco de taxa de juro.

6. Principais estimativas e julgamentos

As estimativas e julgamentos com impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN SGPS são continuamente avaliados, representando à data de cada relato a melhor estimativa do Conselho de Administração, tendo em conta o desempenho histórico, a experiência acumulada e as expectativas sobre eventos futuros que, nas circunstâncias em causa, se acreditam serem razoáveis.

A natureza intrínseca das estimativas pode levar a que o reflexo real das situações que haviam sido alvo de estimativa possam, para efeitos de relato financeiro, vir a diferir dos montantes estimados. As estimativas e os julgamentos que apresentam um risco significativo de originar um ajustamento material no valor contabilístico de activos e passivos no decurso do exercício seguinte são as que seguem:

6.1. Provisões

A REN SGPS analisa de forma periódica eventuais obrigações que resultem de eventos passados e que devam ser objecto de reconhecimento ou divulgação.

A subjectividade inerente à determinação da probabilidade e montante de recursos internos necessários para o pagamento das obrigações poderá conduzir a ajustamentos significativos, quer por variação dos pressupostos utilizados, quer pelo futuro reconhecimento de provisões anteriormente divulgadas como passivos contingentes.

6.2. Participações em filiais

Uma vez que a REN SGPS optou pela mensuração das participações em filiais nas suas demonstrações financeiras separadas ao custo de aquisição, é necessário avaliar a cada data de relato financeiro a existência de indicadores de perda de valor que exijam a realização de testes de imparidade.

O Conselho de Administração efectua a sua avaliação com base em indicadores como os resultados operacionais gerados pelas empresas filiais e a evolução registada nas actividades destas. Não existindo indicadores de imparidade, à data do relato financeiro, a REN SGPS não efectua testes de imparidade.

7. Activos fixos tangíveis

Em 31 de Dezembro de 2008, os activos fixos tangíveis referem-se maioritariamente a viaturas adquiridas em regime de locação financeira.

8. Participações em empresas filiais

Em 31 de Dezembro de 2008 o resumo das participações em empresas filiais é como segue:

Entidades	2008	2007
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	100	100
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.	2.000	2.000
REN Gasodutos, S.A.	404.931	404.931
REN Armazenagem, S.A.	76.386	76.386
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	32.580	32.580
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	586.759	586.759
REN Trading, S.A.	50	50
REN Serviços, S.A.	50	50
	1.102.856	1.102.856

As participações financeiras em empresas filiais encontram-se valorizadas pelo método do custo.

Informação relativa às empresas filiais:

Entidades	Morada	"% capital"	2008 "Capital Próprio"	2008 "Resultado do período"	2007 "Capital Próprio"	2007 "Resultado do período"
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	Lisboa	100%	1.304	308	996	354
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.	Lisboa	90%	4.978	22	4.986	64
REN Gasodutos, S.A.	Bucelas	100%	461.473	28.662	432.811	23.358
REN Armazenagem, S.A.	Pombal	100%	86.191	4.154	82.037	4.585
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	Sines	100%	43.513	7.059	36.455	5.702
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Lisboa	100%	686.999	43.709	643.290	56.531
REN Trading, S.A.	Lisboa	100%	6.065	5.631	434	384
REN Serviços, S.A.	Lisboa	100%	83	33	50	0
			1.290.606	89.578	1.201.059	90.978

9. Impostos diferidos

O detalhe dos impostos diferidos reconhecidos nas demonstrações financeiras é como segue:

	2008	2007
Impacto na demonstração dos resultados		
Activos por impostos diferidos	-	-
Passivos por impostos diferidos	(232)	-
	(232)	-
Impactos no capital próprio		
Activos por impostos diferidos	2.099	-
Passivos por impostos diferidos	-	(1.139)
	2.099	(1.139)
Impacto líquido dos impostos diferidos	**1.866**	**(1.139)**



Os movimentos ocorridos nos impostos diferidos são como segue:

	Activos	Passivos	Total
A 1 de Janeiro de 2008	**-**	**(1.139)**	**(1.139)**
Constituição/reversão por capital	959	1.139	2.099
Constituição por resultados	-	(232)	(232)
Reversão por resultados	-	-	-
Movimentos do período	**959**	**907**	**1.866**
A 31 de Dezembro de 2008	**959**	**(232)**	**1.191**

	Activos	Passivos	Total
A 1 de Janeiro de 2007	-	-	-
Constituição/reversão por capital	-	(1.139)	(1.139)
Constituição por resultados	-	-	-
Reversão por resultados	-	-	-
Movimentos do período	**-**	**(1.139)**	**(1.139)**
A 31 de Dezembro de 2007	**-**	**(1.139)**	**(1.139)**

Os impostos diferidos passivos referem-se ao registo contabilístico dos Instrumentos financeiros derivados.

Os impostos diferidos activos referem-se às variações de justo valor dos Activos financeiros disponíveis para venda. A REN SGPS por se encontrar em início de actividade e ainda numa fase organizativa das suas relações com as filiais, gerou prejuízos fiscais no valor de 12.200 mil euros para os quais não registou o respectivo imposto diferido activo por existirem incertezas, a esta data, quanto à sua recuperação, durante o período fiscal de 6 anos.

	2008
Prejuízos fiscais reportáveis	
Dedutíveis até 2013	7.041
Dedutíveis até 2014	5.159
	12.200



10. Activos e passivos financeiros por categoria

Os activos e passivos da REN, classificados de acordo com a IAS 39:

2007	Créditos e valores a receber	Activos financeiros disponíveis para venda	Activos/passivos ao justo valor por via resultados	Outros passivos financeiros	Outros activos/ passivos não financeiros	Total
Activos						
Caixa e equivalentes de caixa	1.251	-	-	-	-	1.251
Outras contas a receber	24.105	-	-	-	380	24.486
Activos disponíveis para venda	-	58.534	-	-	-	58.534
Total activos financeiros	**25.356**	**58.534**	**-**	**-**	**380**	**84.271**
Passivos						
Empréstimos obtidos	-	-	-	150.318	-	150.318
Fornecedores e contas a pagar	-	-	-	90.817	410	91.227
Total passivos financeiros	**-**	**-**	**-**	**241.135**	**410**	**241.545**

2008	Créditos e valores a receber	Activos financeiros disponíveis para venda	Activos/passivos ao justo valor por via resultados	Outros passivos financeiros	Outros activos/ passivos não financeiros	Total
Activos						
Caixa e equivalentes de caixa	7.578	-	-	-	-	7.578
Outras contas a receber	1.412.342	-	-	-	132	1.412.473
Instrumentos financeiros derivados	-	-	876	-	-	876
Activos disponíveis para venda	-	85.890	-	-	-	85.890
Total activos financeiros	**1.419.920**	**85.890**	**876**	**-**	**132**	**1.506.818**
Passivos						
Empréstimos obtidos	-	-	-	1.646.059	-	1.646.059
Fornecedores e contas a pagar	-	-	-	20.479	722	21.201
Total passivos financeiros	**-**	**-**	**-**	**1.666.538**	**722**	**1.667.260**

11. Activos disponíveis para venda

Em 31 de Dezembro de 2008, o detalhe dos valores registados nesta rubrica refere-se às seguintes entidades:

	% detida	2008	2007
Red Electrica de España, S.A. ("REE")	1,00%	48.733	58.534
Enagás, S.A. ("Enagás")	1,00%	37.157	-
		85.890	58.534

O investimento efectuado no capital destas empresas resultou da troca de participações estratégicas com as empresas congéneres de transporte de electricidade e gás para o mercado Espanhol. O investimento na REE foi adquirido no final do 2.º semestre de 2007 e o investimento na Enagás no 1.º semestre de 2008.

Uma vez que as entidades acima identificadas são cotadas em bolsa, a determinação do justo valor foi efectuada com base na cotação referente às datas de reporte, tendo-se registado as seguintes variações no período:

	REE	Enagás	Total
Saldo a 1 de Janeiro de 2008	**58.534**	**-**	**58.534**
Custo de aquisição	-	43.195	43.195
Valorização para o justo valor	(9.801)	(6.037)	(15.838)
Saldo a 31 de Dezembro de 2008	**48.733**	**37.157**	**85.890**

	REE	Enagás	Total
Saldo 1 de Janeiro de 2007	**-**	**-**	**-**
Custo de aquisição	49.934	-	49.934
Valorização para o justo valor	8.600	-	8.600
Saldo a 31 de Dezembro de 2007	**58.534**	**-**	**58.534**

Os ajustamentos ao justo valor dos activos financeiros disponíveis para venda, estão reflectidos no capital próprio, na reserva de justo valor (Nota 16).

	Ajustamento de justo valor
Variação justo valor	(7.238)
Impacto do Imposto diferido	959
Ajustamento líquido em capital	**(6.279)**

A Red Eléctrica de España, S.A. distribuiu dividendos, em Janeiro e Julho de 2008, no valor de 523 mil euros e 948 mil euros respectivamente e a Enagás, S.A. em Julho de 2008, no valor de 857 mil euros que foram reconhecidos na demonstração dos resultados, na rubrica de Outros proveitos operacionais.



12. Outras contas a receber

Em 31 de Dezembro de 2008, o detalhe da rubrica de Outras contas a receber é o seguinte:

	2008			2007		
	Corrente	"Não corrente"	Total	Corrente	"Não corrente"	Total
Empresas do grupo (nota 25)						
Suprimentos i)	1.059.909	220.020	1.279.929	20.877	-	20.877
Gestão de tesouraria ii)	21.137	-	21.137	-	-	-
Perímetro fiscal iii)	99.523	-	99.523	-	-	-
Outros devedores - Grupo	1.882	-	1.882	2.940	-	2.940
Estado e outros entes públicos	**3**	**-**	**3**	**380**	**-**	**380**
Outros devedores	**10**	**-**	**10**	**190**	**-**	**190**
Acréscimos e diferimentos						
Acréscimos de proveitos iv)	9.926	-	9.926	98	-	98
Custos diferidos	63	-	63	-	-	-
Total	1.192.454	220.020	1.412.474	24.486	-	24.486

i) Os suprimentos concedidos à data de 31 de Dezembro de 2008, referem-se às seguintes entidades:

Entidade	2008	2007
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	993.000	-
REN Gasodutos, S.A.	264.363	-
REN Atlântico, S.A.	22.567	20.877
	1.279.929	20.877

Estes empréstimos vencem juros à taxa Euribor a meses 3 mais um *spread* de 0,5% (REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.), Euribor a 6 meses mais um *spread* de 3% (REN Atlântico, S.A.) e taxa de juro calculada de acordo com os custos do empréstimo BEI (REN Gasodutos, S.A.)

ii) Gestão de tesouraria

No exercício de 2008 a REN SGPS e a suas filiais estabeleceram um Acordo Quadro de Gestão Centralizada de Tesouraria no qual competirá à REN SGPS a coordenação, centralização e conjugação das carências e excedentes de tesouraria do Grupo.

Os juros são calculados dia a dia sobre o capital efectivamente utilizado e pagos mensal e postecipadamente, com excepção (eventualmente) do primeiro e último período de contagem de juros que poderão ter duração inferior.

iii) Perímetro fiscal

No presente exercício, as empresas do grupo passam a ser integradas em sede de IRC no perímetro de consolidação fiscal da REN SGPS. Em consequência, a estimativa de imposto sobre o rendimento, as retenções efectuadas por terceiros e os pagamentos por conta são registados no balanço como contas a pagar e a receber da REN SGPS conforme os movimentos efectuados pelas suas filiais.

iv) O montante registado em acréscimos de proveitos, refere-se à especialização dos juros a receber das aplicações efectuadas em depósitos bancários.

13. Instrumentos financeiros derivados

Em 31 de Dezembro de 2008, a REN SGPS tinha os seguintes instrumentos financeiros derivados contratados:

	2008		2007	
	Activos	Passivos	Activos	Passivos
Swap taxa de juro – não corrente	-	-	-	-
Swap taxa de juro – corrente	876	-	-	-
	876	-	-	-

O valor reconhecido em *swaps* de taxa de juro refere-se aos 5 contratos *swap* de taxa de juro, contratados pela REN SGPS com o objectivo de reduzir o risco a que se encontra exposta a sua emissão obrigacionista no montante de €500 milhões.

Características dos *swaps* contratados:

"Valor de referência"	Períodos de pagamento	"Recebimento/pagamento"	"Data de vencimento"	"Justo valor em 31.12.2008"
500.000	"Períodos de contagem de juros: a pagar: 10 de Dezembro a 10 de Junho – liquidação semestral de juros; a receber: 10 de Dezembro – liquidação anual de juros."	REN recebe entre 3,31% e 3,33%, paga Euribor 6M	Dezembro de 2013	876

14. Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de Dezembro de 2008, o detalhe da rubrica de Caixa e equivalentes de caixa é o seguinte:

	2008	2007
Depósitos bancários	105	1.251
Outras disponibilidades	7.473	-
	7.578	**1.251**

O detalhe do montante considerado como saldo final na rubrica de "Caixa e equivalentes de caixa" para efeitos da elaboração da demonstração de fluxos de caixa consolidados para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 é como segue:

	2008	2007
Descobertos bancários	(185)	(167)
Depósitos bancários	105	1.251
Outras disponibilidades	7.473	-
	7.393	**1.084**



15. Capital social

Em 31 de Dezembro de 2007, o capital social da REN encontra-se totalmente subscrito e realizado, sendo representado por 534 000.000 acções com o valor nominal de 1 euro cada.

Em Setembro de 2008 a REN SGPS celebrou um contrato de fomento de mercado relativamente às acções da REN SGPS, com o Banco de Investimento S.A., do qual decorreu a compra de acções próprias. O prazo deste contrato é 8 de Janeiro de 2009.

Em 31 de Dezembro de 2008 a REN SGPS detinha as seguintes acções em carteira:

	Número de acções	% Capital social	Valor
Acções próprias	2.498.702	0,4679%	(6.619)



16. Outras reservas e resultados acumulados

As rubricas "Outras reservas" e "Resultados acumulados" registaram os seguintes movimentos durante o período findo em 31 de Dezembro de 2008:

	Atribuível aos accionistas					
	Reservas Legais	Reserva Justo Valor	Outras Reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	Total
A 1 de Janeiro de 2008	**61.137**	**7.460**	**83.993**	**242.672**	**30.740**	**426.002**
Ganhos/(perdas) justo valor	-	(13.739)	-	-	-	(13.739)
Ganhos/(perdas) reconhecidos em capital	**61.137**	**(6.279)**	**83.993**	**242.672**	**30.740**	**412.263**
Resultado Líquido do período	-	-	-	-	(1.513)	(1.513)
Total de Ganhos reconhecidos no período	**61.137**	**(6.279)**	**83.993**	**242.672**	**29.227**	**410.750**
Distribuição de dividendos	-	-	-	(87.042)	-	(87.042)
Transf. para outras reservas	6.084	-	19.225	5.431	(30.740)	0
A 31 de Dezembro de 2008	**67.221**	**(6.279)**	**103.218**	**161.061**	**(1.513)**	**323.708**

As rubricas "Outras reservas" e "Resultados acumulados" registaram os seguintes movimentos durante o período findo em 31 de Dezembro de 2007:

	Atribuível aos accionistas					
	Reservas Legais	Reserva Justo Valor	Outras Reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	Total
A 1 de Janeiro de 2007	**33.634**	**-**	**-**	**(98.883)**	**550.051**	**484.802**
Ganhos/(perdas) justo valor	-	7.460	-	-	-	7.460
Ganhos/(perdas) reconhecidos em capital	**33.634**	**7.460**	**-**	**(98.883)**	**550.051**	**492.262**
Resultado Líquido do período			-		30.740	30.740
Total de Ganhos reconhecidos no período	**33.634**	**7.460**	**-**	**(98.883)**	**580.791**	**523.002**
Distribuição de Dividendos	-	-	-	(97.000)	-	(97.000)
Transf. para outras reservas	27.503	-	83.993	438.555	(550.051)	-
A 31 de Dezembro de 2007	**61.137**	**7.460**	**83.993**	**242.672**	**30.740**	**426.002**

A Reserva Legal não está ainda totalmente constituída nos termos da lei (20% do capital social), pelo que um mínimo de 5% dos resultados é destinado à sua dotação. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

As outras reservas referem-se a reservas livres cuja constituição foi decidida pelos accionistas, nas assembleias de aprovação dos resultados líquidos do exercício e podem ser utilizadas pelos accionistas livremente.

17. Empréstimos

A alocação dos empréstimos entre corrente e não corrente, para o período findo em 31 de Dezembro de 2008, é como segue:

O aumento registado no valor dos empréstimos negociados pela REN SGPS resulta da alteração da política de financiamento ao nível do grupo, passando a REN SGPS a contrair empréstimos que por sua vez são concedidos às suas filiais, a título de suprimentos (nota 12).

A REN é subscritora de oito programas de papel comercial no valor de 1 800 000 milhares de euros, estando utilizados 649 000 milhares de euros em 31 de Dezembro de 2008.

Em Dezembro de 2008, a REN efectuou uma emissão de obrigações no valor de 500 milhões de euros, pelo prazo de 5 anos, ao abrigo do programa EMTN (*European Medium Term Notes*), com uma taxa de juro correspondente à *mid swap rate* acrescida de 3,25%.

Detalhe dos empréstimos corrente e não corrente

	2008			2007		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Papel comercial	449.000	200.000	649.000	150.000	-	150.000
Empréstimos bancários	39.520	454.507	494.027	-	-	-
Empréstimo obrigacionista	-	500.000	500.000	-	-	-
Descobertos bancários	185	-	185	167	-	167
	488.705	**1.154.507**	**1.643.213**	**150.167**	**-**	**150.167**
Locações financeiras	99	161	260	60	96	156
Juros a pagar - empréstimos	6.439	-	6.439	-	-	-
Juros pagos - empréstimos	(3.853)	-	(3.853)	(4)	-	(4)
	491.391	**1.154.668**	**1.646.059**	**150.222**	**96**	**150.318**

No final do exercício de 2008 a REN SGPS possuía ainda as seguintes linhas de crédito contratadas e não utilizadas:

	2008	2007
Taxas de juro variáveis:		
Curto prazo	120.386	170.000
Médio/Longo prazo	-	-
	120.386	**170.000**

Empréstimos

Exposição dos empréstimos do grupo às alterações das taxas de juro nos períodos contratuais de fixação de taxas:

	2008	2007
Até 6 meses	1.147.550	150.167
6 a 12 meses	-	-
1 a 5 anos	-	-
Superior a 5 anos	500.000	-
	1.647.550	**150.167**

O valor contabilístico e o justo valor dos empréstimos são como segue:

	Valor Contabilístico		Justo Valor	
	2008	2007	2008	2007
Papel Comercial	649.000	150.000	647.844	149.841
Empréstimos	494.027	-	462.316	-
Obrigações	500.000	-	499.576	-
	1.643.027	**150.000**	**1.609.736**	**149.841**

18. Fornecedores e outras contas a pagar

A decomposição da rubrica de Fornecedores e outras contas a pagar, em 31 de Dezembro de 2008 é como segue:



i) Gestão de tesouraria

No exercício de 2008 a REN SGPS e a suas filiais estabeleceram um Acordo Quadro de Gestão Centralizada de Tesouraria no qual competirá à REN SGPS a coordenação, centralização e conjugação das carências e excedentes de tesouraria do Grupo.

Os juros são calculados dia a dia sobre o capital efectivamente utilizado e pagos mensal e postecipadamente, com excepção (eventualmente) do primeiro e último período de contagem de juros que poderão ter duração inferior.

ii) Perímetro fiscal

No presente exercício, as empresas do grupo passam a ser integrada em sede de IRC no perímetro de consolidação fiscal da REN SGPS. Em consequência, a estimativa de imposto sobre o rendimento, as retenções efectuadas por terceiros e os pagamentos por conta são registados no balanço como contas a pagar e a receber da REN SGPS conforme os movimentos efectuados pelas suas filiais.

	2008			2007		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Fornecedores e outros credores	1.608	-	1.608	779	-	779
Empresas do Grupo (nota 24.5)						
Gestão de tesouraria i)	14.350	-	14.350	-	-	-
Perímetro fiscal ii)	4.228	-	4.228	-	-	-
Fornecedores - Grupo	7	-	7	-	-	-
Outros credores - Grupo	287	-	287	90.038	-	90.038
Estado e outros entes públicos	219	-	219	72	-	72
Acréscimos de custos						
Férias e sub. férias	399	-	399	338	-	338
Outros	104	-	104	-	-	-
Total	21.201	-	21.201	91.227	-	91.227

19. Fornecimentos e serviços externos

Em 31 de Dezembro de 2008 e 2007, o detalhe dos custos incorridos com fornecimentos e serviços externos é como segue:

	2008	2007
Custos com publicidade i)	1.428	1.537
Custos com trabalhos especializados ii)	1.589	2.516
Custos serviços comuns	536	-
Outros (inferiores a 1.000 milhares de euros)	1.420	991
Fornecimentos e Serviços Externos	**4.973**	**5.043**

i) custos com publicidade referentes a diversas actividades que a Empresa decidiu apoiar e nos qual teve como contrapartida a divulgação da mesma.

ii) nos serviços especializados durante o exercício de 2008 englobam-se principalmente despesas de advocacia, consultoria e trabalhos de tradução e edição de vídeos e fotografias.

20. Custos de financiamento e proveitos financeiros

Em 31 de Dezembro de 2008 e 2007, o detalhe dos custos incorridos com financiamentos e proveitos financeiros é como se segue:

	2008	2007
Papel comercial	51.248	2.835
Obrigações	1.857	-
Juros de gestão centralizada de tesouraria	671	-
Outros empréstimos	5.661	2
Outros custos financeiros	2.250	252
Custos de financiamento	**61.687**	**3.089**
Juros de depósitos	3.309	-
Juros de suprimentos	50.492	1.437
Juros de gestão centralizada de tesouraria	288	-
Ganhos operação *swap*	3.768	-
Justo valor *swap*	876	-
Outros proveitos financeiros	69	2
Proveitos financeiros	**58.802**	**1.439**

21. Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre o rendimento calculado para o período findo em 31 de Dezembro de 2008, inclui o imposto corrente e o imposto diferido, como segue:

	2008	2007
Imposto s/ rendimento corrente	(12)	(2.174)
Imposto s/ rendimento diferido	(232)	5.389
Imposto sobre o rendimento	**(244)**	**3.214**

A reconciliação do montante de imposto calculado à taxa nominal e o imposto reconhecido na demonstração dos resultados é conforme segue:

	2008	2007
Resultado antes de imposto	(1.269)	33.955
Taxa de imposto	26,5%	26,5%
	(336)	8.998
Custos não dedutíveis	-	-
Prejuízos gerados s/ imposto diferido	1.318	-
Rendimentos não tributáveis	(749)	(11.177)
Correcção imposto diferido	-	5.389
Tributação autónoma	12	5
	244	3.214
Imposto s/ rendimento corrente	12	(2.174)
Imposto s/ rendimento diferido	232	5.389
Imposto s/ rendimento	244	3.214
Taxa efectiva de imposto	**-19,2%**	**9,5%**

A REN SGPS, tem por actividade exclusiva a gestão de participações, auferindo de rendimentos associados à própria gestão e aos resultados gerados pelas empresas filiais que controla. Como não houve lugar à distribuição de dividendos de montante significativo, os rendimentos obtidos não servem para cobrir os custos de funcionamento, gerando um resultado contabilístico antes de impostos negativo.

22. Resultado por acção

Os resultados por acção dos períodos de 31 de Dezembro de 2008 e 2007, foram calculados como segue:

		2008	2007
Resultado líquido considerado no cálculo do resultado por acção	(1)	(1.513)	30.740
N.º de acções ordinárias em circulação no período	(2)	534.000.000	534.000.000
Efeito das acções próprias		477.322	-
	(3)	533.522.678	534.000.000
Resultado básico por acção	(1)/(3)	-0,0028	0,0576
Resultado líquido por acção diluído	(1)/(3)	**-0,0028**	**0,0576**

Em 31 de Dezembro de 2008 e 2007, não existiram quaisquer efeitos diluitivos com impacto no resultado líquido por acção.

23. Dividendos por acção

Foi aprovada na Assembleia Geral de Accionistas de 30 de Maio de 2007, a distribuição de 97 milhões de euros a título de dividendos relativos ao exercício de 2006, os quais foram pagos em 2007.

Relativamente aos lucros do exercício de 2007, foi aprovada na Assembleia Geral dos accionistas, do dia 28 de Abril de 2008, a distribuição de 87.042 milhares de euros, a título de dividendos.

24. Contingências

Garantias prestadas

A 31 de Dezembro de 2008 a REN SGPS tem prestadas a terceiros as seguintes garantias:

Beneficiário	Objecto	Início	2008	2007
Direcção Geral de Geologia e Energia	"Concessão das actividades do Transporte de Gás"	26-09-2006	10.000	-
BEI	Para garantir empréstimos		- 369.581	-
			379.581	-

25. Transacções com entidades relacionadas

Em 31 de Dezembro de 2008, a REN SGPS era detida maioritariamente pela Capitalpor, SGPS, a Caixa Geral de Depósitos e a EDP.

A lista das entidades relacionadas é como segue:

Entidades relacionadas
Accionistas
Grupo EDP
EDP - Energias de Portugal, S.A.
Labelec, S.A.
Grupo CGD
Caixa Geral de Depósitos
Caixa BI
Grupo PARPÚBLICA
Capitalpor, SGPS (Estado)
Empresas do Grupo
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
REN Trading, S.A.
REN Gasodutos, S.A.
REN Armazenagem, S.A.
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.
RENTELECOM - Comunicações, S.A.
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.
REN Serviços, S.A.
OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.

Durante o exercício, a Empresa efectuou as seguintes transacções com aquelas partes relacionadas:

25.1. Proveitos – Empresas do Grupo

	2008	2007
Prestação de serviços		
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	5.469	1.254
REN Trading, S.A.	98	-
REN Serviços, S.A.	1.371	-
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	33	1
REN Gasodutos, S.A.	1.890	875
REN Armazenagem, S.A.	141	166
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	484	43
	9.485	**2.339**
Proveitos Financeiros - Juros suprimentos e gestão de tesouraria		
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	42.734	1.437
REN Serviços, S.A.	7	-
REN Gasodutos, S.A.	6.355	-
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1.684	-
	50.779	**1.437**
	60.264	**7.552**

25.2. Custos – Empresas do Grupo

	2008	2007
Compras de serviços		
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	346	-
REN Trading, S.A.	643	
REN Serviços, S.A.	536	-
	1.526	-
Custos de Financiamento - Juros gestão de tesouraria		
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	28	-
REN Trading, S.A.	643	-
	671	-
	2.197	-

25.3. Compras de serviços – Accionistas

	2008	2007
Compras de serviços		
Juros de papel comercial - CGD	5.159	243
Comissões de empréstimos - CGD	109	3
	5.268	**246**

25.4. Remuneração do Conselho de Administração

Durante o período findo em 31 de Dezembro de 2008, as remunerações auferidas pelo Conselho de Administração da REN foram as seguintes:

Órgãos sociais	2008	2007
Salários e outros benefícios de curto prazo	3.205	241
	3.205	**241**

Não existem empréstimos concedidos aos membros do Conselho de Administração.

No final do período findo em 31 de Dezembro de 2008, os saldos resultantes de transacções efectuadas com partes relacionadas são como segue:

25.5. Saldos com partes relacionadas – Empresas do Grupo

	2008	2007
Clientes e outras contas a receber		
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	110.806	2.707
REN Trading, S.A.	15	-
REN Serviços, S.A.	782	-
REN Gasodutos, S.A.	10.440	123
REN Armazenagem, S.A.	33	22
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	421	85
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.	3	-
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	41	2
	122.542	**2.940**
Fornecedores e outras contas a pagar		
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	(71)	(90.038)
REN Serviços, S.A.	(87)	-
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.	(44)	-
OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.	(33)	-
REN Trading, S.A.	(18.373)	-
REN Gasodutos, S.A.	(24)	-
REN Armazenagem, S.A.	(239)	-
	(18.871)	**(90.038)**

25.6. Saldos com partes relacionadas – Accionistas

	2008	2007
Partes relacionadas - credores		
CGD - Empréstimos (Papel comercial)	-	150.000
	-	**150.000**

26. Eventos subsequentes

26.1 Empréstimo obrigacionista

Em 6 de Fevereiro de 2009, a REN SGPS procedeu à emissão de novos instrumentos de dívida no montante de 300 milhões de euros, adicional à série emitida em Dezembro de 2008 pelo prazo de cinco anos ao abrigo do programa EMTN (*European Medium Term Notes*) com uma taxa de juro correspondente à *mid swap rate*, acrescida de 2,6%.

26.2 Diferendo GALP Energia, SGPS, S.A.

1. Em 19 de Dezembro de 2007, a REN foi notificada da apresentação junto da Câmara de Comércio Internacional de um requerimento de arbitragem pela Amorim Energia BV contra a REN, no qual é imputada à REN a violação de obrigações emergentes ou relacionadas com o "*Shareholders Agreement relating to* GALP ENERGIA, SGPS, S.A." ("Acordo Parassocial") celebrado em 29 de Dezembro de 2005 entre a REN, a AMORIM e a ENI PORTUGAL INVESTMENT, S.p.A. O local da arbitragem é Paris, França.

Em síntese, a Amorim Energia B.V. alega que os actos ilícitos supostamente praticados pela REN lhe causaram um dano no montante dos dividendos distribuídos pela GALP relativamente aos lucros de 2005 e recebidos pela REN em Julho de 2006 na qualidade de accionista da GALP (Euros 40.669.797,82 – "Dividendos"). Subsidiariamente, a Amorim Energia BV pede uma indemnização no montante recebido pela REN em resultado de um mecanismo de actualização constante do Acordo Parassocial consistente na aplicação da taxa Euribor a 3 meses sobre o preço a pagar pela Amorim Energia BV pela sua participação social na GALP (Euros 20.644.972,00). A Amorim Energia BV pede ainda a condenação da REN no pagamento de juros de mora à taxa legal contados desde a apresentação do requerimento de arbitragem até integral pagamento das quantias reclamadas ou num ajustamento em função da taxa de inflação desde 12 de Setembro de 2006 até integral pagamento das quantias reclamadas.

É, no entanto, necessário notar que, durante o ano de 2006, REN e Amorim Energia BV mantiveram um diferendo quanto a saber a quem pertencia o valor correspondente aos Dividendos à luz das disposições do Acordo Parassocial. Em 15 de Junho de 2007, o Tribunal Arbitral especialmente constituído para o efeito por acordo das partes proferiu acórdão julgando totalmente improcedente a acção movida pela Amorim Energia BV e reconhecendo o direito da REN a manter os referidos Euros 40.669.797,82 não os deduzindo ao preço recebido pela venda das acções representativas de 18,3% do capital social da GALP. O acórdão arbitral é final e transitou em julgado.

A REN contestou a jurisdição de um Tribunal Arbitral a funcionar sob a égide da CCI para apreciar qualquer dos pedidos formulados pela Amorim Energia BV, tendo também sustentado a inadmissibilidade dos pedidos formulados pela Amorim Energia BV, nomeadamente em virtude de renúncia e/ou violação do caso julgado do acórdão arbitral proferido em Lisboa a 15 de Junho de 2007 e, em qualquer caso, se o Tribunal entender pronunciar-se sobre o mérito do Requerimento de Arbitragem, defendeu a sua improcedência total por falta de fundamento.

O Tribunal Arbitral encontra-se constituído e, em Junho de 2008, a Acta de Missão/Termos de Referência foram assinados pelos membros do Tribunal e pelos representantes das partes. Após a apresentação dos articulados, a audiência de julgamento realizou-se no início de Fevereiro de 2009. O Tribunal Arbitral proferirá uma decisão sobre a sua jurisdição e sobre a admissibilidade dos pedidos formulados pela Amorim Energia. Caso entenda possuir jurisdição, o Tribunal pronunciar-se-á sobre o mérito desses pedidos.

É entendimento da REN que o referido procedimento arbitral não determina a existência de uma obrigação presente, na medida em que é (pelo menos) mais provável que não implique o reconhecimento ou constituição de qualquer obrigação para a REN face à Amorim Energia BV relativamente aos pedidos formulados do que a situação inversa (a de procedência total ou parcial da acção arbitral).

2. Litígio entre REN – Redes Energéticas Nacionais (SGPS) SA e Galp – Gás Natural, S.A., GDP – Gás de Portugal, SGPS, SA e Galp Energia SGPS S.A. Sociedade Aberta (em conjunto designadas "GALP")

De acordo com os contratos celebrados entre as partes, a aquisição dos activos regulados de gás natural ocorreu em Setembro de 2006, tendo a REN pago à GALP um preço base global no montante de 526.254.679,52 Euros. O referido preço base estava contratualmente sujeito a um mecanismo de ajustamento através do recurso a avaliações realizadas por três bancos internacionais de primeira ordem, após a entrada em vigor do novo quadro regulatório do sector do gás natural. Nos termos do referido mecanismo de ajustamento, o preço final dos activos regulados do sector do gás natural corresponde à média aritmética das três avaliações realizadas pelos bancos avaliadores, salvo se qualquer uma das avaliações diferisse em mais de 20% em relação à média das três, caso em que essa avaliação seria desconsiderada.

Em Junho de 2007, os três bancos avaliadores produziram os respectivos relatórios de avaliação. Nenhuma das avaliações se afastou da média em mais do que 20%. Tendo em conta a média aritmética das três avaliações, o montante que entretanto havia sido já pago pela REN e os encargos financeiros contratualmente acordados, o ajustamento do preço da compra e venda dos activos regulados foi fixado em 24.026.484,87 Euros, montante esse que a REN pagou à GALP no início de Julho de 2007.

Através de carta datada de 9 de Junho de 2008, a REN, nos termos dos contratos celebrados entre as partes, foi notificada da intenção das demandantes em promoverem a constituição de um tribunal arbitral destinado a dirimir a divergência suscitada por aquelas quanto ao montante do ajustamento do preço dos activos regulados resultante das avaliações realizadas pelos três bancos avaliadores.

Entretanto, foi constituído o respectivo Tribunal Arbitral e, em 20 de Novembro de 2008, a GALP apresentou a sua petição inicial. Em síntese, a GALP alega que a avaliação realizada por um dos bancos não se conformou com os critérios contratualmente estabelecidos, devendo por isso ser desconsiderada para efeitos de cálculo do ajustamento do preço da compra e venda dos activos regulados. A GALP alega ainda que as avaliações realizadas pelos outros dois bancos cometeram certos erros técnicos que deveriam ser corrigidos pelo Tribunal Arbitral.

A GALP pede que a REN seja condenada no pagamento de 40.697.947,78 Euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 4.033.552,00 e juros vincendos até integral pagamento. Subsidiariamente, a GALP pede que a REN seja condenada no pagamento de 26.864.500,00 Euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 2.662.526,00 e juros vincendos até integral pagamento. Subsidiariamente, a GALP pede que a REN seja condenada no pagamento de 12.232.708,00 Euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 1.212.377,00 e juros vincendos até integral pagamento.

Em Janeiro de 2009, a REN apresentou a sua contestação. Em síntese, a REN sustenta que, nos termos legais e contratuais aplicáveis ao caso, as avaliações realizadas pelos bancos avaliadores não são sindicáveis nos termos pretendidos pela GALP, nomeadamente tendo em conta que nenhuma das avaliações difere em mais de 20% da média das três avaliações. A REN sustenta ainda que a avaliação posta em causa pela GALP cumpre integralmente os critérios contratualmente estabelecidos não existindo fundamento para que a mesma seja desconsiderada.

A REN conclui que nenhum dos pedidos formulados pela GALP tem fundamento e considera que o Tribunal Arbitral deve julgar a acção totalmente improcedente.

Aguarda-se a marcação do julgamento, após o que o Tribunal Arbitral proferirá acórdão arbitral.

A COMISSÃO EXECUTIVA

José Rodrigues Pereira dos Penedos - Presidente

O Técnico Oficial de Contas

N.º 30 375

Maria Teresa Martins

Aníbal Durães dos Santos

Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista

Rui Manuel Janes Cartaxo

Fernando Henrique Viana Soares Carneiro

Proposta de Aplicação de Resultados



11. Proposta de aplicação de resultados

O resultado líquido consolidado da REN SGPS no exercício de 2008 ascendeu a 127 405 184,77 (cento e vinte e sete milhões, quatrocentos e cinco mil cento e oitenta e quatro euros e setenta e sete cêntimos).

Considerando o exposto, o Conselho de Administração, nos termos do artigo 28.º dos Estatutos da REN SGPS, SA e dos artigos 31.º a 33.º e 66.º, n.º 5 do Código das Sociedades Comerciais, propõe que:

1. O resultado líquido do exercício de 2008, apurado nas demonstrações financeiras individuais, segundo as Normas Internacionais de Relato Financeiro, no valor de (–) 1 512 757,90 € (um milhão quinhentos e doze mil setecentos e cinquenta e sete euros e noventa cêntimos) seja levado a resultados transitados.
2. O valor de 88 110 000€ (oitenta e oito milhões e cento e dez mil euros), correspondente a 69,156% do resultado consolidado da REN SGPS, S.A. no exercício de 2008 que ascende a 127 405 184,77 (cento e vinte e sete milhões, quatrocentos e cinco mil cento e oitenta e quatro euros e setenta e sete cêntimos), seja distribuído aos accionistas por resultados acumulados, o que equivale à distribuição de um valor de dividendo bruto por acção de 0,165€.



Anexos



12. ANEXOS

12.1. Documentos de certificação das contas

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA ELABORADO POR AUDITOR REGISTADO NA CMVM SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

Introdução

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada contida no Relatório e Contas Consolidadas e nas demonstrações financeiras consolidadas anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2008, da **REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, as quais compreendem: o Balanço consolidado em 31 de Dezembro de 2008 (que evidencia um total de 3.823.007 milhares de euros e um total de capital próprio de 1.011.676 milhares de euros, o qual inclui interesses minoritários de 574 milhares de euros e um resultado do período atribuível aos detentores do capital de 127.405 milhares de euros), a Demonstração dos resultados consolidados, a Demonstração dos rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, e a Demonstração dos fluxos de caixa consolidados do exercício findo naquela data, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras consolidadas.

Responsabilidades

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração:

a) a preparação do Relatório e Contas Consolidadas e de demonstrações financeiras consolidadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados;

b) a informação financeira histórica, que seja preparada de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários;

c) a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados;

d) a manutenção de sistemas de controlo interno apropriados; e

e) a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a actividade do conjunto das empresas incluídas na consolidação, a sua posição financeira ou resultados.

3. A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

Âmbito

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que o mesmo seja planeado e executado

com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras consolidadas estão isentas de distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu:

- a verificação de as demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação terem sido apropriadamente examinadas e, para os casos significativos em que o não tenham sido, a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e divulgações nelas constantes e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação;
- a verificação das operações de consolidação e da aplicação do método da equivalência patrimonial;
- 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 consolidadas; e
- a apreciação se a informação financeira consolidada é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

5. O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira consolidada constante do Relatório e Contas Consolidadas com os restantes documentos de prestação de contas.

6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

Opinião

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras consolidadas apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira consolidada da **REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, em 31 de Dezembro de 2008, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados no exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 27 de Fevereiro de 2009

J. MONTEIRO & ASSOCIADOS
Sociedade de Revisores Oficiais de Contas, Lda.
Inscrita na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários sob o nº 9155
Representada por:

José Manuel Carlos Monteiro

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA ELABORADO POR AUDITOR REGISTADO NA CMVM SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA INDIVIDUAL

Introdução

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira individual contida no Relatório de Gestão e nas demonstrações financeiras separadas anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2008 da **REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, as quais compreendem: o Balanço em 31 de Dezembro de 2008, (que evidencia um total de 2.610.973 milhares de euros e um total de capital próprio de 851.089 milhares de euros, incluindo um resultado líquido negativo de 1.513 milhares de euros), a Demonstração dos resultados, a Demonstração dos rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, a Demonstração dos fluxos de caixa do exercício findo naquela data, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras separadas.

Responsabilidades

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração:
- a preparação do Relatório de Gestão e de demonstrações financeiras separadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da Empresa, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa;
- a informação financeira histórica, que seja preparada de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários;
- a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados;
- a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado; e
- a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a sua actividade, posição financeira ou resultados.

3. A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

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 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; e
- a apreciação se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

5. O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira constante do relatório de gestão com os restantes documentos de prestação de contas.

6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

Opinião

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira da **REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, em 31 de Dezembro de 2008, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 27 de Fevereiro de 2009

J. MONTEIRO & ASSOCIADOS
Sociedade de Revisores Oficiais de Contas, Lda.
Inscrita na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários sob o nº 9155
Representada por:

José Manuel Carlos Monteiro

PRICEWATERHOUSECOOPERS

RELATÓRIO DE AUDITORIA SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

Introdução

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos o nosso Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada contida no Relatório e Contas do Grupo REN e nas Demonstrações Financeiras Consolidadas anexas da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., as quais compreendem o Balanço consolidado em 31 de Dezembro de 2008, (que evidencia um total de 3.823.007 milhares de euros, e um total de capital próprio de 1.011.676 milhares de euros, o qual inclui interesses minoritários de 574 milhares de euros e um resultado atribuível a detentores de capital de 127.405 milhares de euros), a Demonstração dos resultados consolidados, a Demonstração dos rendimentos e gastos reconhecidos no exercício e a Demonstração de fluxos de caixa consolidados do exercício findo naquela data, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras consolidadas.

Responsabilidades

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração (i) a preparação de demonstrações financeiras consolidadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados; (ii) que a informação financeira histórica seja preparada em conformidade com as normas internacionais de relato financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários; (iii) a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados; (iv) a manutenção de sistemas de controlo interno apropriados; e (v) a divulgação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a actividade do conjunto das empresas incluídas na consolidação, a sua posição financeira ou os resultados.

3. A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

Âmbito

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que o mesmo seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras consolidadas não contêm distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu: (i) a verificação de as

PRICEWATERHOUSECOOPERS

demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação terem sido apropriadamente examinadas e, para os casos significativos em que o não tenham sido, a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e divulgações nelas constantes e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação; (ii) a verificação das operações de consolidação e da aplicação do método da equivalência patrimonial; (iii) a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias; (iv) a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade; (v) a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras consolidadas; e (vi) a apreciação se a informação financeira consolidada é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

5. O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira consolidada constante do Relatório e Contas do Grupo REN com os restantes documentos de prestação de contas.

6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

Opinião

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras consolidadas apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira consolidada da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. em 31 de Dezembro de 2008, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos consolidados de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com as normas internacionais de relato financeiro (IFRS) tal como adoptados na União Europeia e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 27 de Fevereiro de 2009

PricewaterhouseCoopers & Associados, S.R.O.C., Lda.
Inscrita na Comissão de Valores Mobiliários sob o nº 9077
representada por:

Jorge Manuel Santos Costa, R.O.C.
(JSC/LSF/FJB)

PRICEWATERHOUSECOOPERS

RELATÓRIO DE AUDITORIA SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA INDIVIDUAL

Introdução

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos o nosso Relatório de Auditoria sobre a informação financeira individual contida no Relatório e Contas do Grupo REN e nas Demonstrações Financeiras Individuais anexas da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2008, (que evidencia um total de 2.610.973 milhares de euros, e um total de capital próprio de 851.089 milhares de euros, incluindo um resultado do período atribuível a detentores de capital negativo de 1.513 milhares de euros), a Demonstração dos resultados, a Demonstração dos rendimentos e gastos reconhecidos no exercício e a Demonstração dos fluxos de caixa do exercício findo naquela data, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras separadas.

Responsabilidades

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração (i) 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; (ii) que a informação financeira histórica seja preparada em conformidade com as normas internacionais de relato financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários; (iii) a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados; (iv) a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado; e (v) a divulgação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a actividade da empresa, a sua posição financeira ou os resultados.

3. A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

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

PRICEWATERHOUSECOOPERS

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; (iv) a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras; e (v) a apreciação se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

5. O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira constante do Relatório e Contas do Grupo REN com os restantes documentos de prestação de contas.

6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

Opinião

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. em 31 de Dezembro de 2008, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com as normas internacionais de relato financeiro (IFRS) tal como adoptados na União Europeia e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 27 de Fevereiro de 2009

PricewaterhouseCoopers & Associados, S.R.O.C., Lda.
Inscrita na Comissão de Valores Mobiliários sob o nº 9077
representada por:

Jorge Manuel Santos Costa, R.O.C.

(JSC/LSF/FJB)

REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.
RELATÓRIO E PARECER DA COMISSÃO DE AUDITORIA
CONTAS CONSOLIDADAS

No âmbito das competências que lhe estão atribuídas, a Comissão de Auditoria acompanhou a evolução da actividade da REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A. e empresas participadas, zelou pela observância da lei, regulamentos e contrato de sociedade, supervisionou o cumprimento das políticas e práticas contabilísticas e fiscalizou o processo de preparação e divulgação da informação financeira, a revisão legal de contas, a eficácia dos sistemas de controlo interno, a gestão de riscos, bem como a independência e actividade do Revisor Oficial de Contas e do Auditor Externo, incluindo no que respeita à capacidade de isenção na prestação de serviços *non-audit*.

A Comissão de Auditoria examinou igualmente a informação financeira consolidada contida no Relatório e Contas Consolidadas e nas Demonstrações Financeiras Consolidadas da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. relativas ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2008, as quais compreendem o Balanço Consolidado em 31 de Dezembro de 2008, a Demonstração dos Resultados Consolidados, a Demonstração dos Rendimentos e Gastos Reconhecidos no Exercício e a Demonstração de Fluxos de Caixa Consolidados do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo às Demonstrações Financeiras Consolidadas, bem como o Relatório Consolidado de Gestão elaborado pelo Conselho de Administração referente ao exercício de 2008.

A Comissão de Auditoria analisou a Certificação Legal das Contas e o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada elaborado pelo Revisor Oficial de Contas, o qual mereceu o seu acordo.

Adicionalmente, a Comissão de Auditoria analisou o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada elaborado pelo Auditor Externo, que também mereceu o seu acordo.

No âmbito das análises efectuadas, a Comissão de Auditoria procedeu ainda à supervisão do cumprimento e adequação das políticas, procedimentos e práticas contabilísticas e dos critérios valorimétricos adoptados, bem como da regularidade e qualidade da informação contabilística da Sociedade.

Face ao exposto, a Comissão de Auditoria é de opinião que as Demonstrações Financeiras Consolidadas e o Relatório Consolidado de Gestão, bem como a proposta nele expressa, estão de acordo com as disposições contabilísticas, legais e estatutárias aplicáveis, pelo que recomenda a sua aprovação em Assembleia Geral de Accionistas.

Lisboa, de 27 de Fevereiro de 2009

José Luis Alvim (Presidente)
José Frederico Jordão (Vogal)
Fernando António Portela Rocha de Andrade (Vogal)

REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.
RELATÓRIO E PARECER DA COMISSÃO DE AUDITORIA
CONTAS INDIVIDUAIS

No âmbito das competências que lhe estão atribuídas, a Comissão de Auditoria acompanhou a evolução da actividade da REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A., zelou pela observância da lei, regulamentos e contrato de sociedade, supervisionou o cumprimento das políticas e práticas contabilísticas e fiscalizou o processo de preparação e divulgação da informação financeira, a revisão legal de contas, a eficácia dos sistemas de controlo interno, a gestão de riscos, bem como a independência e actividade do Revisor Oficial de Contas e do Auditor Externo, incluindo no que respeita à capacidade de isenção deste último na prestação de serviços *non-audit*.

A Comissão de Auditoria examinou igualmente a informação financeira individual contida no Relatório e Contas e nas Demonstrações Financeiras separadas da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. relativas ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2008, as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2008, a Demonstração dos Resultados, a Demonstração dos Rendimentos e Gastos reconhecidos no Exercício e a Demonstração dos Fluxos de Caixa e o correspondente Anexo às Demonstrações Financeiras separadas.

A Comissão de Auditoria analisou a Certificação Legal das Contas e o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira individual elaborado pelo Revisor Oficial de Contas, o qual mereceu o seu acordo.

Adicionalmente, a Comissão de Auditoria analisou o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira Individual elaborado pelo Auditor Externo, que também mereceu o seu acordo.

No âmbito das análises efectuadas, a Comissão de Auditoria procedeu ainda à supervisão do cumprimento e adequação das políticas, procedimentos e práticas contabilísticas e dos critérios valorimétricos adoptados, bem como da regularidade e qualidade da informação contabilística da Sociedade.

Face ao exposto, a Comissão de Auditoria é de opinião que as Demonstrações Financeiras Individuais e o Relatório de Gestão, bem como a proposta nele expressa, estão de acordo com as disposições contabilísticas, legais e estatutárias aplicáveis, pelo que recomenda a sua aprovação em Assembleia Geral de Accionistas.

Lisboa, de 27 de Fevereiro de 2009

José Luis Alvim (Presidente)
José Frederico Jordão (Vogal)
Fernando António Portela Rocha de Andrade (Vogal)

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

Extracto da Acta n.º 1/2009

"(…) O Presidente da Mesa aproveitou para esclarecer que a proposta apresentada pelo Conselho de Administração relativamente ao Ponto Dois da ordem do dia tinha sido oportunamente disponibilizada e constava dos materiais fornecidos para a Assembleia, pelo que se dispensou de proceder à correspondente leitura, transcrevendo-se o seu teor na presente acta:

"O resultado líquido consolidado da REN SGPS no exercício de 2008 ascendeu a 127 405 184,77 (cento e vinte e sete milhões, quatrocentos e cinco mil cento e oitenta e quatro euros e setenta e sete cêntimos).

Considerando o exposto, o Conselho de Administração, nos termos do artigo 28.º dos Estatutos da REN SGPS, S.A. e dos artigos 31.º a 33.º e 66.º, n.º 5 do Código das Sociedades Comerciais, propõe que:

1. O resultado líquido do exercício de 2008, apurado nas demonstrações financeiras individuais, segundo as Normas Internacionais de Relato Financeiro, no valor de (–) 1 512 757,90 € (um milhão quinhentos e doze mil setecentos e cinquenta e sete euros e noventa cêntimos) seja levado a resultados transitados.

2. O valor de 88 110 000€ (oitenta e oito milhões e cento e dez mil euros), correspondente a 69,156% do resultado consolidado da REN SGPS, S.A. no exercício de 2008 que ascende a 127 405 184,77 (cento e vinte e sete milhões, quatrocentos e cinco mil cento e oitenta e quatro euros e setenta e sete cêntimos), seja distribuído aos accionistas por resultados acumulados, o que equivale à distribuição de um valor de dividendo bruto por acção de 0,165€."

(…)

De seguida, o Senhor Presidente da Mesa colocou à votação, separadamente, a proposta de aprovação dos documentos de prestação de contas relativos ao exercício de 2008 e a proposta de aplicação de resultados referentes ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2008, tendo a proposta relativa ao Ponto Um sido aprovada por unanimidade dos votos emitidos (com 430.992.897 votos a favor, 0 votos contra e 491.878 abstenções), tal como a relativa ao Ponto Dois que foi também aprovada por unanimidade dos votos emitidos (com 431.484.775 votos a favor, 0 votos contra e 0 abstenções).

No âmbito da discussão do Ponto Três da ordem do dia, o Senhor Presidente da Mesa informou os presentes de que a Mesa havia recebido apenas uma proposta, subscrita pelos Senhores Accionistas Capitalpor – Participações Portuguesas, SGPS, S.A., Logoenergia, SGPS, S.A., Gestfin, SGPS, S.A. e Oliren, SGPS, S.A., a que se juntou, no decorrer dos trabalhos, o Senhor Accionista António Alberto França de Oliveira, com o seguinte teor, cuja leitura se dispensou por ter sido oportunamente disponibilizada e constar dos materiais fornecidos para a Assembleia e que se transcreve na presente acta:

"Pela presente, propõe-se à Assembleia Geral da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. que proceda à apreciação geral da administração e fiscalização da sociedade, de acordo com o disposto no artigo 455.º do Código das Sociedades Comerciais, expressando-se nos seguintes termos:

Um voto de confiança e louvor ao Conselho de Administração e a cada um dos seus membros pelo desempenho das suas funções de administração durante o exercício de 2008;

Um voto de confiança e louvor à Comissão de Auditoria e a cada um dos seus membros pelo desempenho das suas funções de fiscalização durante o exercício de 2008;

Um voto de confiança e louvor ao Revisor Oficial de Contas pelo desempenho das suas funções durante o exercício de 2008."

O Senhor Presidente da Mesa colocou, de seguida, à votação a proposta relativa ao Ponto Três da ordem do dia, a qual foi aprovada por unanimidade dos votos emitidos (com 431.462.775 votos a favor, 0 votos contra e 22.000 abstenções).

(…)



12.3. Glossário Financeiro

- Capex = Investimento a custos directos externos sem custos de estrutura
- Capital Empregue Médio = Capital próprio + Dívida financeira líquida
- *Debt to Equity* = Dívida líquida / Capital próprio
- Dívida Líquida = Dívida financeira de curto e longo prazo - Disponibilidades
- Dividendo por acção = Dividendo ordinário / Número total de acções
- EBIT = *Earnings before interest and taxes*
- EBITDA = *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*
- Margem de EBITDA = EBITDA / Volume de negócios
- *Pay-out ratio* = Dividendos ordinários / Resultado líquido
- Rentabilidade do Activo (ROA) = EBIT corrigido / Activo líquido
- Rentabilidade do Capital Empregue Médio (ROACE) = Resultado operacional após imposto / Capital empregue médio
- Rentabilidade dos Capitais Próprios (ROE) = Resultado líquido / Capital próprio
- Volume de Negócios = Vendas e Prestações de serviços

12.4. Glossário Técnico

AT	Alta Tensão
BCE	Banco Central Europeu
BEI	Banco Europeu de Investimento
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CIGRÉ	Conferência Internacional das Grandes Redes Eléctricas
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
C.P.	Curto Prazo
CPR	Companhia Portuguesa de Rating, S.A.
Dec.	Decreto
DGGE	Direcção Geral de Geologia e Energia
DR	Diário da República
DRS	*Disaster Recovery System*
DWDM	*Dense Wavelength Division Multiplexing*
EBITDA	*Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*
EDP	Energias de Portugal, S.A.
EGIG	*European Gas pipeline Incident data Group*
ENF	Energia não fornecida
ERGEG	*European Regulators Group for Electricity and Gas*
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETSO	*European Transmission System Operators*
EUA	*European Union Allowances*
ENFEURELECTRIC	Agrupamento Europeu de Empresas de Electricidade
FER	Directiva sobre Fontes de Energia Renovável
GDP	Gás de Portugal, SGPS, S.A.
GEE	Gases com efeito de estufa
GMRS	*Gas Regulating and Metering Station*
GN	Gás natural
GNL	Gás natural liquefeito
GRM	Estação de regulação e medida
IFRS	Normas internacionais de relato financeiro
IHPC	Índice Harmonizado de Preços do Consumidor
IMIT	Imposto Municipal s/Transmissões Onerosas de Imóveis
IOPS	Instituições Oficiais de Previdência Social
IP	*Internet Protocol*
IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
ITC	*Inter TSO Compensation*
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
I&D	Investigação e Desenvolvimento
MLP	Médio e Longo Prazo
MAT	Muito Alta Tensão
MEFF	Mercado Espanhol de Opções e Futuros Financeiros
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolv. Económico
OMEL	Compañia Operad. Mercado Español Electricidad, S.A.
OMI	Operador do Mercado Ibérico de Energia
OMIClear	Soc. de Compensação de Mercados de Energia, S. A.
OMIP	Operador Mercado Ibérico Energia (Pólo Português),S.A.
PIB	Produto Interno Bruto
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
POC	Plano Oficial de Contabilidade Português
PPEC	Plano p/ Promoção Eficiência no Consumo Electricidade
PRE	Produtores em Regime Especial
RAB	*Regulatory Asset Base*
RCCP	Rendibilidade Corrente dos Capitais Próprios
RDI	Rede de dados industrial
RECS	*Renewable Energy Certificate System*
RENTELECOM	RENTELECOM– Comunicações, S.A.
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nac.Transporte, Infra-estrut. Armaz. e Term. GNL
ROA	Rendibilidade do Activo
RQS	Regulamento de Qualidade de Serviço
SAP	Sistema aplicações e prod. p/ processamento de dados
SDH	*Synchronous Digital Hierarchy*
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SGNL	Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A.
SGPS	Sociedade Gestora de Participações Sociais
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TEE	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica
TEN	*Trans European Networks*
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TSO	*Transmission System Operators*
UCTE	União p/ Coordenação do Transporte de Electricidade
UE	União Europeia
UGS	Tarifa de Uso Geral do Sistema
URT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
VAB	Valor Acrescentado Bruto

Unidades

bcm	10^9 metros cúbicos
cent.€	cêntimos de euro
EUR	euro
€	euro
GHz	gigahertz
GJ	gigajoule
GW	gigawatt
GWh	gigawatt hora
k€	milhares de euros
km	quilómetro
kV	quilovolt
kWh	quilowatt hora
m^3	metro cúbico
$m^3(n)$	metro cúbico normal (volume de gás a 0º Celsius e pressão de 1 atmosfera)
M€	milhões de euros
mEuros	milhares de euros
MVA	megavolt-ampere
Mvar	megavolt-ampere reactivo
MW	megawatt
MWh	megawatt hora
p.b.	pontos base
p.p.	pontos percentuais
s	segundo
t	tonelada
tcm	10^{12} metros cúbicos
tec	tonelada equivalente de carvão
TWh	terawatt-hora
USD	dólar americano
US$	dólar americano

12.5. Diplomas legais

Principais diplomas relativos ao sector energético publicados em 2008

Portaria n.º 57/2008, de 21 Dezembro, DR n.º 8, Série II.
Define as regras aplicáveis à venda de energia eléctrica sob a modalidade de leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica.

Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro, DR n.º 5, Série I.
Estabelece o regime jurídico de acesso e exercício da actividade de produção de electricidade a partir da energia das ondas.

Despacho ERSE n.º 3 355/2008, de 29 de Janeiro, DR n.º 29, Série II.
Aprova os perfis de consumo da iluminação pública para 2008.

Despacho ERSE n.º 7 927/2008, de 22 de Fevereiro, D.R. n.º 54, Série II.
Aprova os seguintes documentos complementares ao Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações do sector do gás natural (RARII): Metodologia dos Estudos para a Determinação da Capacidade no Terminal de GNL, Metodologia dos Estudos para a Determinação da Capacidade na RNTGN, Metodologia dos Estudos para a Determinação da Capacidade no Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural, Mecanismo de Atribuição da Capacidade no Terminal de GNL, Mecanismo de Atribuição da Capacidade na RNTGN, Mecanismo de Atribuição da Capacidade no Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.

Despacho ERSE n.º 9 178/2008, de 14 de Março, D.R. n.º 62, Série II.
Aprova as condições gerais a integrar os contratos de fornecimento de gás natural a celebrar entre o comercializador de último recurso grossista e os comercializadores de último recurso retalhistas.

Despacho ERSE n.º 11 209/2008, de 7 de Abril, D.R. n.º 76, Série II.
Aprova diversos aspectos das condições comerciais das ligações às redes de gás natural, designadamente o comprimento máximo do ramal de distribuição, os encargos referentes à rede a construir e os encargos com estudos necessários à orçamentação de ligações às redes, bem como a informação a incluir na requisição de ligação e a metodologia de codificação universal das instalações.

Despacho ERSE n.º 11 210/2008, de 8 de Abril, DR n.º 76, Série II.
Aprova os mecanismos de incentivos à optimização da gestão dos CAE e da gestão das licenças de emissão de CO (índice 2).

Decreto-Lei n.º 65/2008, de 9 de Abril, DR n.º 70, Série I.
Procede à primeira alteração ao Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de Novembro, no sentido de tornar aplicável às entidades titulares das licenças de serviço público de distribuição local de gás natural exercidas em regime de exclusivo público os direitos previstos para as concessionárias de redes de transporte e de armazenagem de gás natural.

Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de Abril, DR n.º 74, Série I.
Estabelece o sistema de gestão do consumo de energia por empresas e instalações consumidoras intensivas e revoga o Decreto-Lei nº 58/82, de 26 de Novembro e o Decreto-Lei nº 428/83, de 9 de Dezembro.

Despacho ERSE n.º 12 187/2008, de 18 de Abril, DR n.º 83, Série II.
Aprova o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas do Sector do Gás Natural.

Despacho ERSE n.º 16 719/2008, de 16 de Maio, DR n.º 117, Série II.
Aprova o Manual de Procedimentos da Operação do Sistema do Sector do Gás Natural.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008, de 20 de Maio, DR n.º 97, Série I.
Aprova o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (2008-2015).

Despacho ERSE n.º 15 543/2008, de 23 de Maio, DR n.º 107, Série II.
Aprova as alterações ao Regulamento de Relações Comerciais de Sector Eléctrico decorrentes da publicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro.

Despacho ERSE n.º 15 544/2008, de 23 de Maio, DR n.º 107, Série II.
Aprova as alterações ao Regulamento de Relações Comerciais do Sector do Gás Natural decorrentes da publicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, bem como algumas alterações às regras sobre o transporte de gás natural por camião-cisterna e a venda de gás natural pelo comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural através de leilões.

Despacho ERSE n.º 15 545/2008, de 26 de Maio, DR n.º 107, Série II.
Altera o Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico.

Despacho ERSE n.º 15 546/2008, de 26 de Maio, DR n.º 107, Série II.
Aprova as regras do plano de promoção da eficiência no consumo de energia eléctrica.

Despacho DGEG n.º 17 313/2008, de 3 de Junho, DR n.º 122, Série II.
Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia. Factores de Conversão.

Despacho DGEG n.º 17 449/2008, de 3 de Junho, DR n.º 123, Série II.
Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia. Auditorias.

Decreto-Lei n.º 93/2008, de 4 de Junho, DR n.º107, Série I.
Segunda alteração ao Decreto-lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que estabelece o regime da utilização dos recursos hídricos.

Decreto-Lei n.º 97/2008, de 11 de Junho, DR n.º 111, Série I.
Estabelece o regime económico e financeiro dos recursos hídricos.

Despacho ERSE n.º 17 630/2008, de 12 de Junho, DR n.º 124, Série II.
Tarifas e preços de gás natural para o ano de gás 2008-2009.

Despacho ERSE n.º 18 397/2008, de 12 de Junho, DR n.º 131, Série II.
Altera diversos artigos do Regulamento Tarifário do sector do gás natural.

Despacho ERSE n.º 20 974/2008, de 29 de Julho, DR n.º 154, Série II.
Altera as condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural celebrados entre os comercializadores de último recurso retalhistas e os clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3 (n), aprovadas pelo Despacho n.º 14 553/2007, de 6 de Julho.

Despacho ERSE n.º 22 393/2008, de 14 de Agosto, DR n.º 167, Série II.
Procede à alteração e republicação do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento Tarifário do sector eléctrico.

Despacho MFAP, MAOTDR e MEI n.º 28 321/2008, de 20 de Agosto, DR n.º 215, Série II.
Aplicação da taxa a cobrar sobre o domínio público hídrico.

Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, DR n.º 161, Série I.
Procede à definição das regras aplicáveis ao reconhecimento de ajustamentos tarifários anuais aplicáveis ao sector eléctrico.
Lei n.º 51/2008, de 27 de Agosto, DR n.º 165, Série I.
Estabelece a obrigatoriedade de informação relativamente à fonte de energia primária utilizada.

Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de Setembro, DR n.º 171, Série I.
Estabelece o regime de implementação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico.

Despacho DGEG n.º 25 469/2008, de 15 de Setembro, DR n.º 198, Série II.
Mercado Ibérico de Energia Eléctrica – comercializador de último recurso.

Despacho MEI n.º 27 677/2008, de 19 de Setembro, DR n.º 210, Série II.
ERSE – Estabilidade Tarifária.

Regulamento (CE) n.º 1 099/2008 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de Outubro, JOUE n.º 304, Série L, de 14 de Novembro.
Estabelece um quadro comum para a produção, transmissão, avaliação e difusão de estatísticas da energia comparáveis na Comunidade.

Despacho ERSE n.º 31 629/2008, de 2 de Dezembro, DR n.º 239, Série II.
Aprova os termos e condições de realização de um leilão de gás natural em 2009.

Despacho ERSE n.º 32 548/2008, de 5 de Dezembro, DR n.º 246, Série II.
Aprova alterações ao Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema e ao Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, do sector eléctrico.

Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de Dezembro, DR n.º 241, Série I.
Aprova as bases de concessão para a exploração da zona piloto para a produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas e atribui a respectiva concessão a uma sociedade a constituir pela REN–Redes Energéticas Nacionais, SGPS,S. A.

12.6. Indicadores Técnicos

Alguns Indicadores dos Sistemas energéticos

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Evolução (2008/2007)
EXPLORAÇÃO DA REDE ELÉCTRICA									
PRODUÇÃO EM REGIME ORDINÁRIO	GWh	36.618	37.064	34.965	35.144	35.682	32.948	30.232	-8%
HIDRÁULICA	"	7.261	14.670	9.216	4.523	10.204	9.523	6.436	-32%
TÉRMICA	"	29.357	22.394	25.749	30.621	25.478	23.425	23.797	2%
TROCAS COM O ESTRANGEIRO (Saldo)	GWh	1.899	2.794	6.479	6.820	5.441	7.488	9.431	26%
PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL	GWh	2.820	3.688	4.464	6.545	8.753	10.163	11.550	14%
CONSUMO EM BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	GWh	670	485	408	568	703	541	639	18%
CONSUMO TOTAL*	GWh	40.667	43.061	45.500	47.940	49.173	50.059	50.574	1%
Evolução anual		1,6%	5,9%	5,7%	5,4%	2,6%	1,8%	1,0%	
Evolução corr. temp. e dias úteis		2,6%	4,3%	4,5%	4,7%	3,2%	2,4%	1,1%	
PONTA MÁXIMA	MW	7.394	8.046	8.250	8.528	8.804	9.110	8.959	-2%
POTÊNCIA INSTALADA PRO	MW	9.012	9.392	9.893	14.429	14.429	10.398	10.398	0%
Hidráulica	"	4.157	4.277	4.386	4.578	4.578	4.578	4.578	0%
Térmica	"	4.855	5.115	5.507	5.852	5.852	5.820	5.820	0%
POTÊNCIA INSTALADA PRE	"	1.181	1.428	1.893	2.431	3.240	3.800	4.518	19%
PRODUTIBILIDADE HIDROELÉCTRICA (Ano civil)		0,76	1,36	0,83	0,41	0,98	0,77	0,56	-27%
ARMAZENAMENTO FINAL NAS ALBUFEIRAS	GWh	2.170	1.636	1.374	1.565	2.312	1.396	1.453	4%
COMPRIMENTO DA REDE	km	6.438	6.544	6.489	6.657	7.018	7.426	7.513	1%
400 kV	"	1.301	1.403	1.454	1.500	1.507	1.588	1.589	0%
220 kV	"	2.717	2.704	2.838	2.875	3.080	3.177	3.257	3%
150 kV	"	2.421	2.438	2.198	2.282	2.431	2.661	2.667	0%
POTÊNCIA INSTALADA EM SUBESTAÇÕES	MVA	17.667	19.165	19.398	19.968	21.135	23.097	26.194	13%
Transformação	"	11.266	11.744	11.977	12.547	13.264	14.526	16.273	12%
Auto-transformação	"	6.401	7.421	7.421	7.421	7.871	8.571	9.921	16%
EXPLORAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS									
ENTRADAS DE GÁS	GWh	39.259	38.292	47.818	54.159	51.773	51.113	53.910	5%
Badajoz	"	35.136	31.850	27.791	30.433	23.432	16.430	22.978	40%
Badajoz (Enagás - trânsito)	"	4.122	4.542	4.390	4.403	4.391	1.881	465	-75%
Terminal de Sines (GNL)	"	0	1.900	15.637	19.318	23.148	31.483	30.135	-4%
Armazenamento subterrâneo	"				5	802	1.319	332	-75%
SAÍDAS DE GÁS	GWh	39.019	38.040	47.443	54.151	51.628	51.262	53.886	5%
Produção de electricidade	"	16.050	13.107	19.963	23.286	20.130	21.363	25.343	19%
Distribuição e indústria	"	18.849	20.647	22.164	24.342	25.437	27.090	27.643	2%
Consumo nacional (Alta pressão)	"	34.899	33.754	42.127	47.628	45.567	48.453	52.986	9%
Armazenamento subterrâneo	"			23	2.040	1.524	933	439	-53%
Valença do Minho - Exportação	"	0	0	908	74	150	0	0	-
Valença do Minho (Enagás trânsito)	"	4.121	4.286	4.386	4.409	4.387	1.876	461	-75%
COMPRIMENTO DA RNTGN									
Gasoduto em alta pressão (84 bar)	km	1.105	1.194	1.218	1.218	1.218	1.218	1.248	2%

* Consumos referidos à produção líquida

** Não inclui saídas do TGNL para UAGs

12.7. Contactos

Sendo política da REN facilitar o acesso directo às diversas entidades corporativas do Grupo, são divulgados abaixo os respectivos endereços electrónicos:

Gabinete de Apoio ao Investidor

Ana Fernandes – Directora
ana.fernandes@ren.pt

Fernando Torrão
fernando.torrao@ren.pt

Telma Mendes
telma.mendes@ren.pt

REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
Relações com os Investidores
Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 LISBOA - Portugal

Telefone: 21 001 35 46
Telefax: 21 001 31 50
E-mail: ir@ren.pt

Gabinete de Comunicação e Imagem

Artur Manuel Anjos Lourenço - Director Coordenador
artur.lourenco@ren.pt

REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
Gabinete de Comunicação e Imagem
Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 LISBOA - Portugal

Telefone: 21 001 35 00
Telefax: 21 001 31 50
E-mail: comunicacao@ren.pt





Publicação

REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 LISBOA – Portugal
Telefone: 21 001 35 00
Telefax: 21 001 31 50
www.ren.pt

Coordenação

Gabinete
de Comunicação
e Imagem

Concepção, Design e Produção

3DCities, S.A.
www.3dcities.com

Fotografia

Fototeca REN
Adelino Oliveira
José Antunes