

RELATÓRIO E CONTAS 2010

Índice

Mensagem do Presidente	3
A REN num relance	5
Relatório de gestão	33
Contas	77
Demonstrações financeiras consolidadas	80
Demonstrações financeiras individuais	137
Relatórios e pareceres dos auditores	166
Relatórios e pareceres da comissão de auditoria	170
Legislação sobre energia publicada em 2010	173
Glossário	178

Mensagem do Presidente

Caros Acionistas,

O ano de 2010 foi extremamente difícil para a sociedade portuguesa, em virtude do ressurgimento da crise financeira internacional com toda a virulência, agora revestindo uma nova faceta: a desconfiança dos mercados financeiros na solvência de algumas economias da zona euro, incluindo a economia portuguesa. Esta situação provocou uma grande subida do diferencial entre os juros da dívida soberana de vários países ditos periféricos relativamente ao custo da dívida alemã. Em Portugal aquele diferencial (ou *spread*) atingiu níveis nunca atingidos desde a criação do euro. Para além do encarecimento da dívida soberana, o sistema bancário passou a ter virtualmente vedado o acesso a todo e qualquer financiamento externo, à excepção do concedido pelo Banco Central Europeu.

A REN não ficou imune aos efeitos da crise financeira. Desde logo, o nosso *rating* foi objecto de uma descida de dois níveis, em linha com idêntica descida do *rating* da República. Por outro lado, o custo dos novos financiamentos agravou-se substancialmente, e as cláusulas de *repricing* nas linhas existentes suscitaram revisões em alta das taxas de juro. Contudo, o impacto da crise sobre as contas da empresa foi muito mitigado graças ao rebalanceamento da dívida efectuado nos últimos três anos, que defendeu a REN dos riscos de refinanciamento e de subidas das taxas de juro. Foi decisivo o alongamento da maturidade média dos empréstimos, que passou de 1 para 5 anos entre 2007 e 2010, assim como a obtenção de notação de *rating* internacional em 2008, e o aumento do recurso ao Banco Europeu de Investimentos (BEI), que representa hoje cerca de 35 por cento da dívida total do Grupo. Ao nível da gestão do risco de taxa de juro, é de sublinhar que cerca de 70 por cento da dívida da empresa está com taxa fixa.

Ao nível operacional, a REN mais uma vez entregou os resultados com que se tinha comprometido no seu plano de actividades. Assim, o investimento global ascendeu a 443 milhões de euros e o montante dos activos que entraram em exploração foi de 411 milhões de euros.

Foi notável o esforço da equipa da REN que permitiu a realização sem falha do plano de investimentos de 2010, num contexto de reestruturação interna que incluiu a separação clara entre as actividades de projecto e especificação técnica, por um lado, e o acto da compra, por outro. Ganhou-se mais transparência, e melhor controlo interno, sem sacrifício do ritmo do investimento e das entradas em exploração. Mais uma vez, a REN fez jus à sua

reputação de entregar com rigor e pontualidade os investimentos que prevê nos seus planos de actividades.

De entre as infra-estruturas que entraram em exploração durante o ano de 2010 merecem destaque, do lado eléctrico, a nova linha de interligação a 400 kV entre Portugal e Espanha na área do Douro Internacional, e do lado do gás natural a renovação do centro de despacho nacional, em Bucelas.

Os custos operacionais do Grupo sofreram uma redução significativa, fruto da eliminação de redundâncias e da maior eficiência dos processos. Deste modo, a REN soube responder ao desafio de uma regulação mais exigente, que contém incentivos económicos à eficiência. Recorde-se que esse novo enquadramento regulatório começou em 1 de Janeiro de 2009 para o transporte de electricidade e em 1 de Julho de 2010 para o transporte de gás natural.

A gestão de recursos humanos iniciou uma nova etapa em 2010. Merece destaque a generalização a toda a empresa da avaliação de desempenho, tendo por base a fixação de objectivos individualizados, sempre que possível quantificados; essa componente individual de desempenho é complementada por uma componente que reflecte o nível de desempenho colectivo da empresa no seu todo. Merece igualmente destaque a renovação de quadros ao nível de diversas funções de primeira linha, seja através de promoções internas, seja através da entrada de alguns novos quadros oriundos do sector privado, incluindo de diversas empresas do PSI20. É de sublinhar que os novos quadros foram contratados segundo critérios rigorosos de exigência e qualidade profissional, permitindo reforçar a já elevada capacidade técnica da REN. Esta renovação coincidiu com a passagem à reforma (ou pré-reforma) de diversos quadros da empresa, e permitiu ainda incrementar a mobilidade interna.

A terminar esta breve passagem em revista dos aspectos mais salientes da vida da REN em 2010 é de destacar que o resultado líquido em 2010 foi de 110,3 milhões de euros, valor que compara com 134,0 milhões de euros em 2009, o que significa um decréscimo de 17,7%. Esta redução deveu-se a eventos extraordinários exteriores à actividade da REN, com destaque para a alteração da taxa de IRC, e para o provisionamento de uma contingência relacionada com o direito ao dividendo da Galp Energia respeitante ao exercício de 2005. O resultado líquido recorrente apresentou um crescimento de 11% entre 2009 e 2010,

reflectindo essencialmente a expansão da base de activos e a redução dos custos operacionais.

O exercício de 2011 tem desafios ainda mais exigentes. Num contexto macroeconómico muito difícil a empresa prevê manter um elevado nível de investimento, quer na electricidade quer no gás natural, ao mesmo tempo que irá prosseguir o esforço de aumentar a eficiência nas actividades operacionais e nas áreas de apoio transversal.

Por outro lado, a REN está a encetar uma presença mais significativa além-fronteiras, tirando pleno partido das elevadas competências tecnológicas existentes na empresa.

Aos Accionistas agradeço a confiança que têm manifestado na empresa e na sua gestão, assim como as condições de estabilidade e crescimento que têm proporcionado à REN.

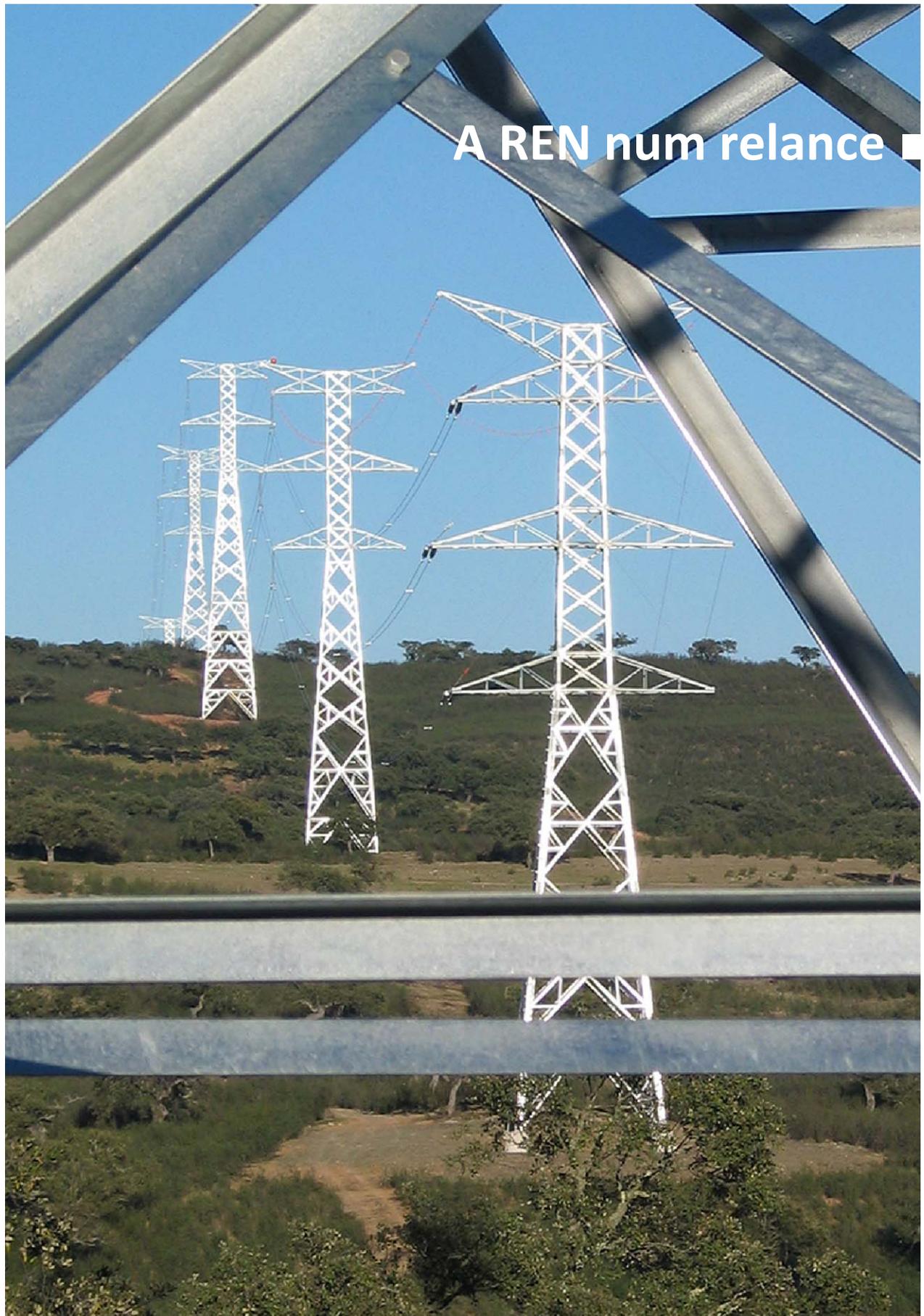
Aos órgãos de Supervisão e Fiscalização agradeço a diligência e o esforço que têm posto em melhorar o desempenho e a confiabilidade da nossa empresa.

Aos Trabalhadores, que são o principal activo da REN, é devida uma palavra especial. Num contexto económico extremamente delicado, a equipa que trabalha na empresa tem dado mostras de um profissionalismo e uma dedicação exemplares. Essa atitude é a maior garantia de que a REN está à altura das suas responsabilidades e dos enormes desafios que o futuro encerra.

Lisboa, 16 de Março de 2011



Rui Cartaxo
Presidente
REN - Redes Energéticas Nacionais



Índice

Perfil	7
Marcos em 2010	8
Principais accionistas	10
Indicadores de desempenho	11
Activos regulados	15
Infra-estruturas técnicas	21
Estrutura societária	25
Estrutura orgânica e funcional	26
Atribuições dos administradores executivos	27
Órgãos sociais	28
Directores Gerais e Responsáveis do Grupo REN	30

Perfil

A REN tem como actividade principal a gestão de sistemas de transporte de energia; na Europa, é um dos poucos operadores com presença simultânea na electricidade e no gás natural.

A actividade principal da REN desenvolve-se em dois sectores:

- na electricidade, através do transporte em muito alta tensão e da gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional, para cuja actividade é titular de uma concessão de serviço público por 50 anos a partir de 2007; e
- no gás natural, através do transporte em alta pressão, da gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural, da recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e do armazenamento subterrâneo de gás natural, ao abrigo de três concessões de serviço público por 40 anos a partir de 2006.

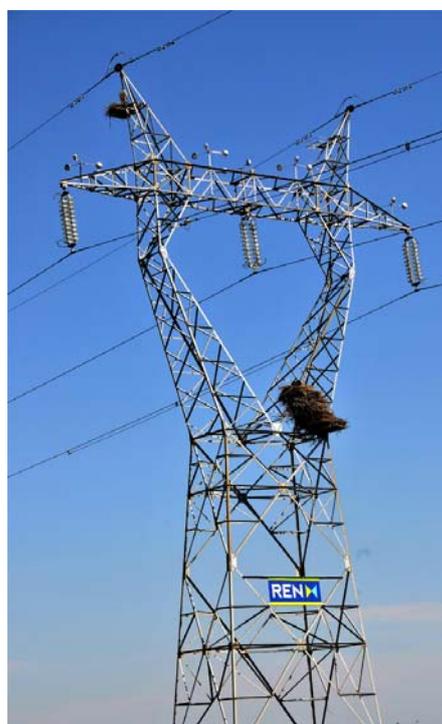
Através da participação de 90% que tem no OMIP SGPS – cujas participadas OMIP e OMIClear gerem o mercado ibérico de derivados de electricidade e a respectiva câmara de compensação – a REN promove o desenvolvimento do mercado de energia na Península Ibérica.

Desde 2002, a REN está também no sector das telecomunicações através da RENTELECOM, constituída para explorar a capacidade excedentária das redes de telecomunicações de segurança, essenciais ao suporte do transporte de electricidade e de gás natural.

Em Outubro de 2010, o Estado português atribuiu à ENONDAS, uma sociedade detida integralmente pela REN, uma concessão para a produção de energia das ondas numa zona piloto a norte de S. Pedro de Moel. A concessão tem um prazo de 45 anos e inclui uma autorização para a implantação das infra-estruturas de ligação à rede eléctrica pública.



Gasoduto



Poste de electricidade

Marcos em 2010



Janeiro

É criada a Divisão de Compras do Grupo REN, para coordenar contratações e adjudicações.

Várias linhas são ligadas a parques eólicos: Lomba do Vale e Terra Fria à Subestação de Frades, Parque Eólico do Alto Douro à subestação da Valdigem.

Fevereiro

REN Armazenagem e RENTELECOM recebem a certificação de qualidade, ambiente e segurança da APCER.

Auditorias Seveso a instalações da REN Atlântico e da REN Armazenagem.

Março

REN, SGPS, S.A. elege novos corpos sociais para 2010-2012.

Utilização inédita de um sistema de postes de emergência ERS (*Emergency Restoration System*), para evitar a queda de apoios da Linha Carregado-Fanhões-Sacavém, a 220kV, causada por fenómeno atmosférico anormal.

Abril

Comissão executiva aprova *Manual de boas práticas relativas à actividade pré-contratual das sociedades do Grupo REN*, documento que codifica os procedimentos de compras do grupo.

Maio

É criado o Gabinete de Estratégia e Novos Negócios na REN SGPS, S.A. para coordenar o planeamento estratégico do Grupo REN e propor o desenvolvimento de novos negócios.

Junho

Entrada em serviço da subestação 400/220 kV de Armamar na zona central do Douro Nacional, que vem reforçar as interligações com Espanha e o escoamento das energias renováveis.

Julho

Regras que determinam as taxas de remuneração dos terrenos hídricos são alteradas pela Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho.

Assinatura de um memorando de entendimento entre a REN e a GALP, para construção conjunta de quatro cavernas de armazenagem de gás natural.

Assinatura de acordo entre a REN e a EDM (Electricidade de Moçambique) para o desenvolvimento de estruturas energéticas em Moçambique.

Onda de calor faz disparar consumos de electricidade, que atingiram os máximos históricos no período de Verão: a 6 de Julho regista-se o valor máximo da potência instantânea, 7900 MW, e a 27 de Julho obtém-se o maior valor de consumo diário, 160 GWh.

REN Atlântico recebe o 200º navio metaneiro.

Divisão de Planeamento e Controlo de Gestão é criada na REN Serviços, S.A., e junta Controlo de Gestão e Orçamento e Controlo Orçamental.

Setembro

REN vê aprovadas normas de gestão de riscos: ISO 31000:2009 – *Risk management – Principles and guidelines* e ISO 73:2009 – *Risk management – Vocabulary*.

Outubro

É criada a empresa ENONDAS, Energia das Ondas S.A., detida a 100% pela REN SGPS, que assinou com o Estado português um contrato de concessão para a exploração numa zona piloto para energia das ondas.

A produção eólica atinge máximo histórico de 74 GWh, que representou 61% do consumo do país nesse dia.

No âmbito do projecto de expansão do terminal de Sines, regista-se um acontecimento decisivo: a subida do tecto do terceiro tanque, uma gigantesca cúpula com mais de 700 toneladas.

Novembro

Realização do Dia do Investidor, em que a REN apresenta o seu novo Plano Estratégico para 2010-2016.

Dezembro

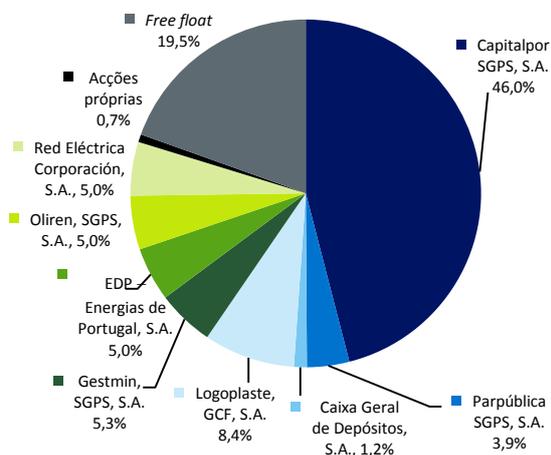
Entra em exploração a nova interligação do Douro Internacional que aumenta a capacidade de 1400 MW para 2000 MW.

Entram em exploração dois investimentos do projecto de reforço do Terminal de GNL de Sines: o novo sistema de água do mar e a nova estação de medida, o que aumentou 25% a capacidade de emissão do terminal.

Um tornado causa estragos em infra-estruturas da REN, nomeadamente na linha a 220 kV, Penela-Zêzere, no concelho de Tomar. Apesar da queda de vários postes e dos cabos dos vãos adjacentes, a REN continua a abastecer regularmente a rede de distribuição a 60 kV.

Principais accionistas

PRINCIPAIS ACCIONISTAS



31 DEZEMBRO 2010

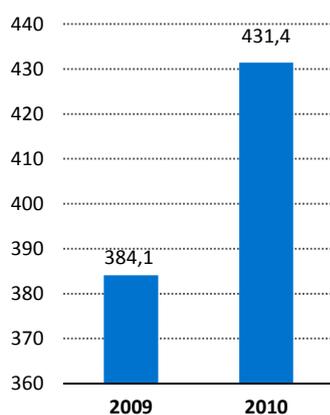
	N.º Acções	% Capital
Capitalpor SGPS, S.A.	245.645.340	46,0%
Parpública SGPS, S.A.	20.826.000	3,9%
Caixa Geral de Depósitos SGPS, S.A.	6.265.888	1,2%
Logoplaste, Gestão e Consultoria Financeira, S.A.	45.044.826	8,4%
Gestmin, SGPS, S.A.	28.146.479	5,3%
EDP – Energias de Portugal, S.A.	26.700.000	5,0%
Oliren, SGPS, S.A.	26.700.000	5,0%
Red Eléctrica Corporación, S.A.	26.700.000	5,0%
Acções próprias	3.881.374	0,7%
<i>Free float</i>	104.090.093	19,5%

Indicadores de desempenho

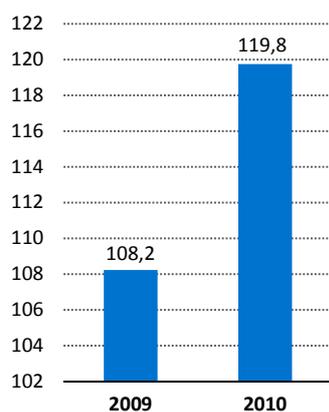
Financeiros

RESULTADO DA EXPLORAÇÃO	2009	2010	Δ%
[milhões de euros]			
EBITDA	384,1	431,4	12%
EBIT	258,7	250,5	-3%
Resultados financeiros	-73,8	-83,9	14%
Resultado antes de impostos	184,9	166,6	-10%
Resultado líquido	134,0	110,3	-18%
Resultado líquido recorrente	108,2	119,8	11%

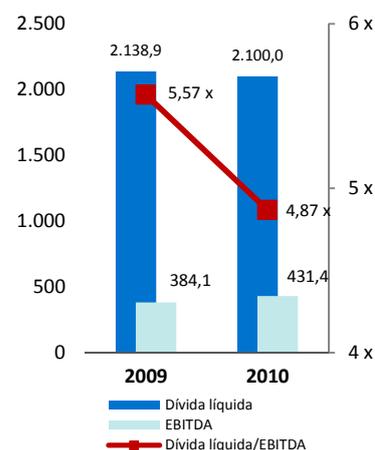
EBITDA, M€



RESULTADO LÍQUIDO RECORRENTE, M€

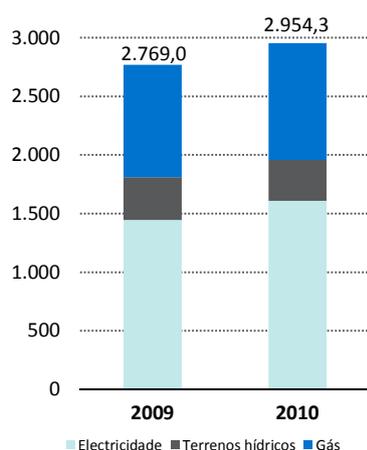


DÍVIDA LÍQUIDA/EBITDA, M€

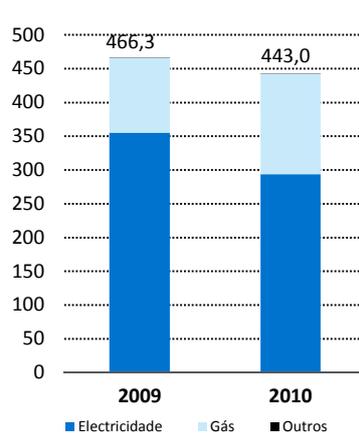


ACTIVO, INVESTIMENTO E DÍVIDA	2009	2010	Δ%
Taxa média remuneração do RAB, %	7,14%	6,92%	
Investimento (Capex), milhões de euros	466,3	443,0	-5%
Dívida líquida, milhões de euros	2.138,9	2.100,0	-2%
Dívida líquida/EBITDA, x	5,57x	4,87x	

RAB MÉDIO, M€



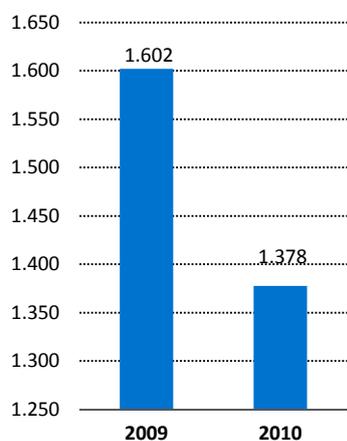
INVESTIMENTO, M€



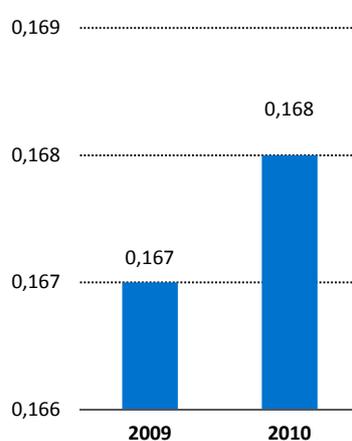
ACÇÃO REN

	2009	2010
Cotação no final do ano, euros	3,000	2,580
Retorno total ao accionista, %	11,4%	-8,7%
Capitalização bolsista, milhões de euros	1.602	1.378
Resultado líquido por acção, euros	0,25	0,21
Dividendo por acção, euros	0,167	0,168 ¹
Payout ratio, %	66,5%	81,4% ¹
Dividend yield, %	5,6%	6,5% ¹

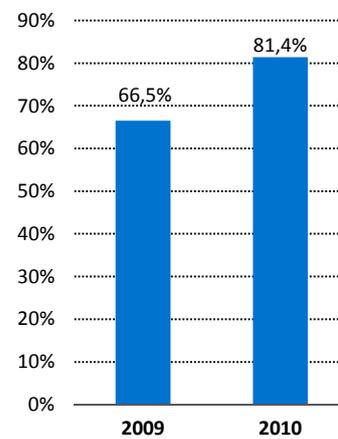
CAPITALIZAÇÃO BOLSISTA, M€



DIVIDENDO POR ACÇÃO, EUROS



PAYOUT RATIO, %



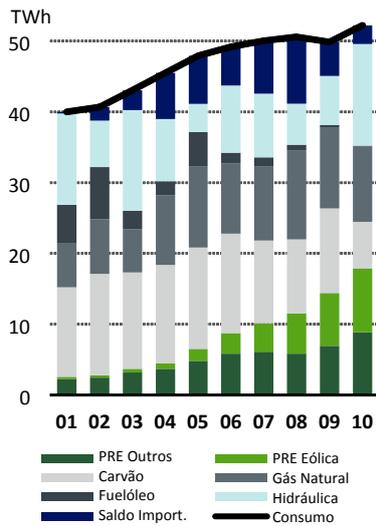
¹ Valor a ser proposto em assembleia geral.

Técnicos

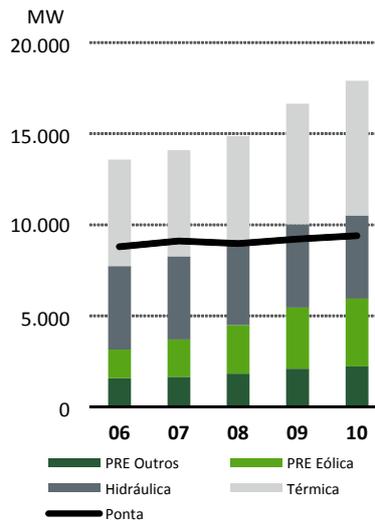
Electricidade

	2006	2007	2008	2009	2010
Variação anual do consumo de electricidade, %	2,6	1,8	1,1	-1,4	4,7
Potência instalada, MW	13.584	14.093	14.872	16.661	17.920
Tempo de interrupção equivalente, minutos	0,57	0,74	1,29	0,42	1,15

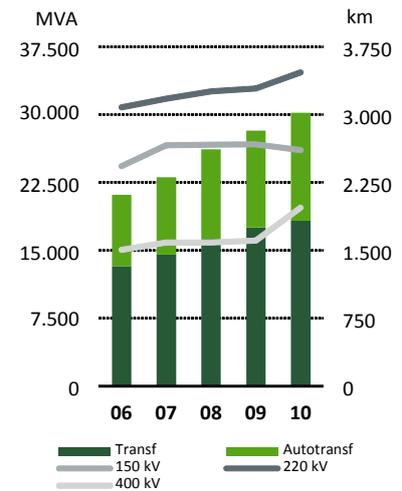
SATISFAÇÃO DO CONSUMO



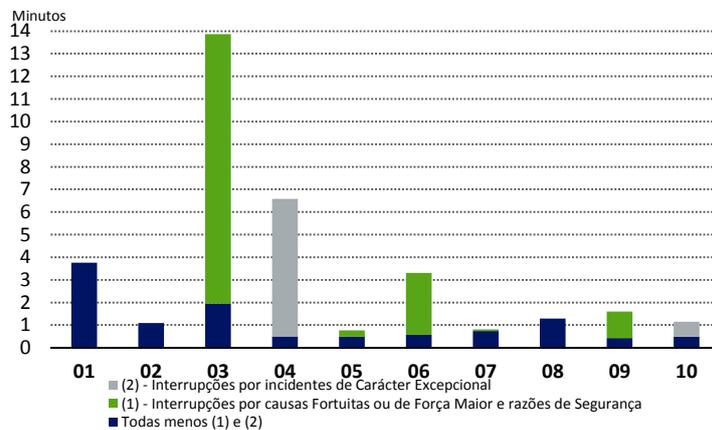
EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA



COMPRIMENTO DE LINHAS E POTÊNCIAS DE TRANSFORMAÇÃO



EVOLUÇÃO DO TEMPO DE INTERRUPTÃO EQUIVALENTE (TIE)

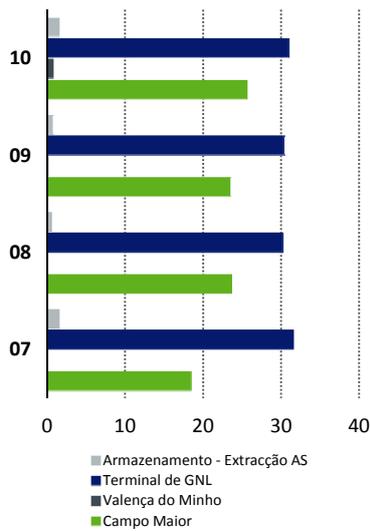


Gás natural

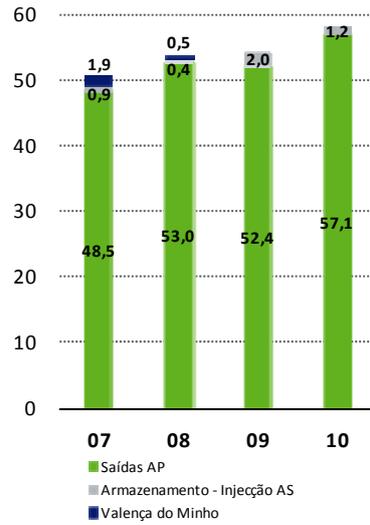
	2007	2008	2009	2010
Variação anual do consumo de gás natural, %	6,5%	9,4%	-1,0%	9,1%
Entradas na RNTGN, TWh	51,1	53,9	54,3	58,3
Saídas da RNTGN, TWh	51,3	53,9	54,4	58,3
Expansão da RNTGN, km	1.218	1.248	1.267	1.296
Capacidade de Armazenagem Subterrânea de Gás (milhões de m ³) (*)	66,3	66,3	138,2	138,2

(*) O volume indicado expressa a capacidade máxima disponível para fins comerciais, a qual é condicionada pela termodinâmica específica da armazenagem de gás natural em alta pressão em cavidades salinas.

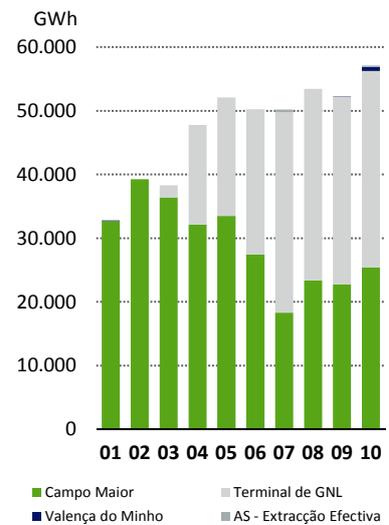
ENTRADAS NA RNTGN, TWh



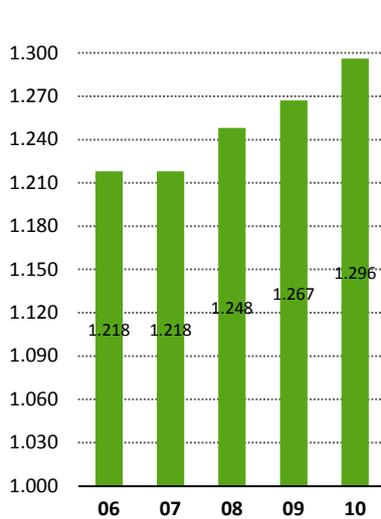
SAÍDAS DA RNTGN, TWh



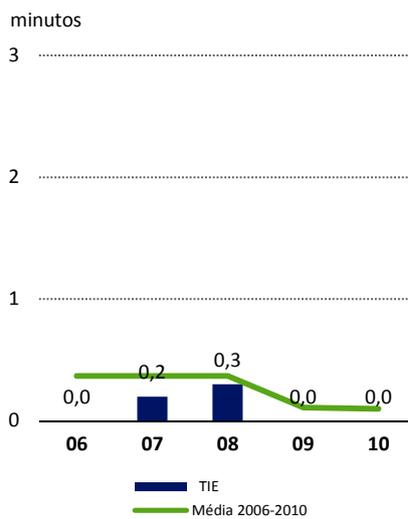
SATISFAÇÃO DO CONSUMO (RNTGN)



COMPRIMENTO DOS GASODUTOS, Km



TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE (TIE)



Activos regulados

Electricidade

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 na actividade de *trading*, no âmbito do MIBEL, da produção proveniente dos Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica (CAE) não cessados, através da REN Trading.

Os proveitos permitidos das duas primeiras actividades são recuperados pela aplicação de duas tarifas reguladas: a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) e a tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT).

Os proveitos da terceira actividade são essencialmente provenientes da venda em mercado da produção dos CAE não cessados, reflectindo a tarifa UGS a diferença, positiva ou negativa, entre o custo correspondente no âmbito dos CAE adicionado dos incentivos à optimização da gestão dos CAE e à gestão eficiente das licenças de emissão de CO₂ e o proveito da venda em mercado da energia e serviços de sistema fornecidos pelas respectivas centrais.

Ambas as tarifas são fixadas anualmente pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) com base em dados previsionais energéticos e económicos, respeitantes nomeadamente à procura, custos, proveitos e investimentos.

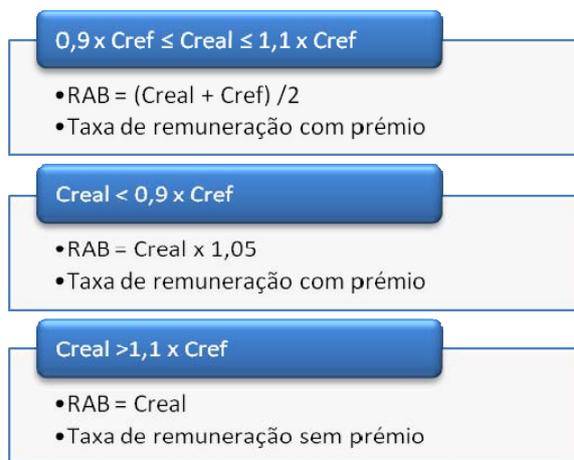
No novo período regulatório (2009-2011), a ERSE manteve a regulação na actividade de Gestão Global do Sistema por custos aceites e aplicação de uma taxa de remuneração aos activos intangíveis afectos à actividade, líquidos de depreciações e subsídios. Por outro lado, a forma de regulação da actividade de Transporte de Energia Eléctrica foi alterada.

As principais alterações introduzidas na regulação da actividade de Transporte de Energia Eléctrica foram: (i) incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, (ii) adoptar uma metodologia de regulação para os custos de exploração, que estabeleça limites máximos a aplicar a estes custos e considera custos de referência adaptados ao nível de actividade da empresa, (iii) o incentivo à manutenção de equipamento em fim de vida útil e, (iv) o incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte (RNT).

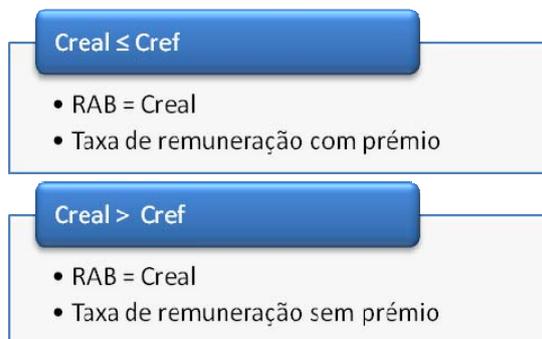
O incentivo ao investimento consiste na determinação da base de activos a remunerar (RAB) e da respectiva taxa de remuneração em função do nível de eficiência obtido pela empresa.

O mecanismo introduzido pela ERSE consiste na comparação entre os custos de investimento incorridos pela empresa (Creal) e o custo equivalente valorizado a custos de referência (Cref). As figuras seguintes sintetizam

a forma de cálculo da base de activos e da respectiva taxa de remuneração, para os activos que entrarem em exploração a partir de 1 de Janeiro de 2009. Para os restantes activos mantém-se a aplicação sobre o montante líquido de amortizações e subsídios da taxa de remuneração sem prémio.



No caso de obras em subestações que entraram em exploração antes de 2006 aplica-se o seguinte mecanismo.



Apesar de o tratamento de alguns custos continuar a ser de *pass through*, como é o caso dos custos ambientais e de outros custos decorrentes de alterações legislativas, a grande parte dos custos de operação e manutenção (OPEX) ficam sujeitos a uma regulação por *revenue cap*.

O montante de custos aceite fixado para o 1.º ano do período de regulação evolui nos anos seguintes com a taxa de variação do Índice de Preços implícito no Produto Interno Bruto, deduzida duma meta de eficiência determinada pela ERSE, que para 2010 e 2011 foi de 0,5%. A este montante acresce a variação do OPEX decorrente do crescimento anual da rede de transporte (em quilómetros de linhas e em número de painéis nas subestações),

calculado com os correspondentes custos incrementais, também fixados pela ERSE.

O incentivo à manutenção do equipamento em fim de vida útil pretende estimular a continuidade em serviço de activos que ainda apresentem condições técnicas de funcionamento, mas que já se encontrem em final de vida útil económica. Para 2010, o valor deste incentivo foi de 5,5 M€. Por determinação da ERSE, o montante de 2,1 M€ relativo a 2009, foi incluído nos proveitos tarifários de 2010.

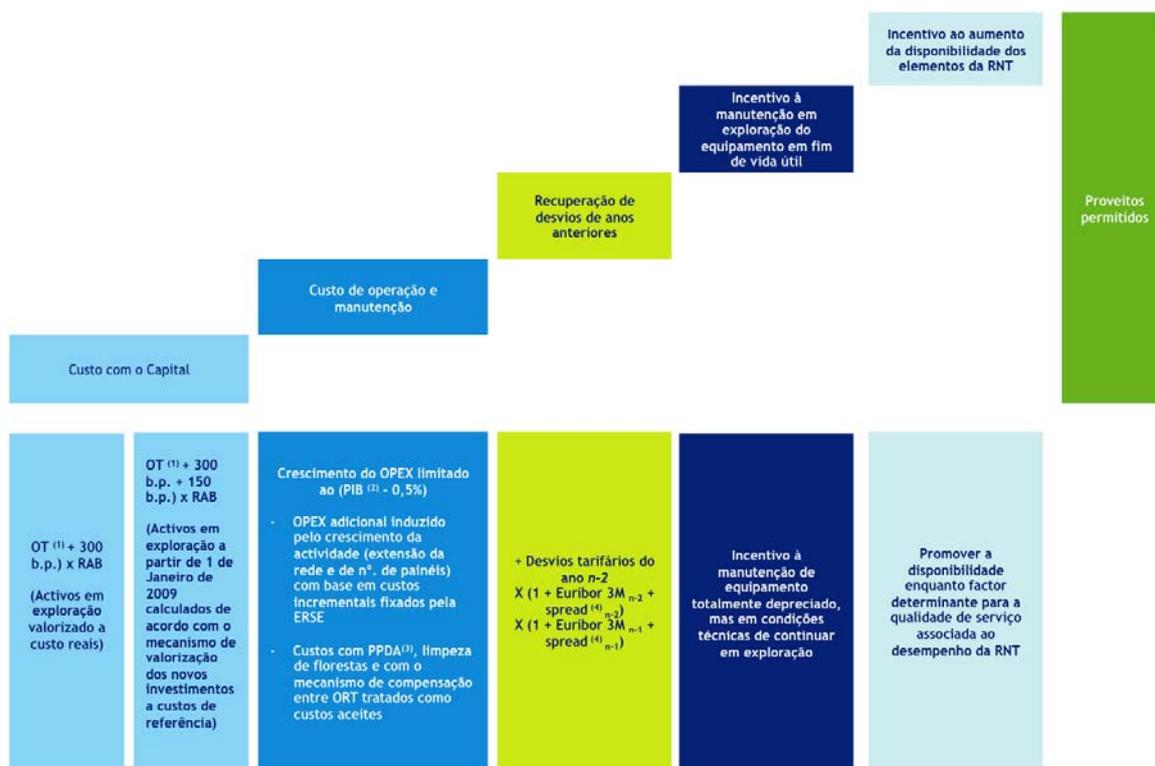
O incentivo ao aumento da disponibilidade da Rede Nacional de Transporte de electricidade, introduzido em 2009, tem como objectivo promover a eficiência da

operação e manutenção da infra-estrutura de rede. Este incentivo é calculado com base em valores ocorridos pelo que é recebido com um diferimento de dois anos, o que significa que o incentivo relativo a 2010, no montante de 0,3 M€ apenas se reflectirá nas tarifas de 2012.

As tarifas fixadas pela ERSE reflectem ainda desvios tarifários que, dois anos depois, reconciliam valores previstos e ocorridos de custos e proveitos e desvios de procura.

De seguida apresentam-se os vários constituintes dos proveitos permitidos de actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

MODELO DE REGULAÇÃO DA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE



(1)- OT - Obrigações do Tesouro a 10 anos (calculado com base na média das rendibilidades diárias das OT a 10 anos no período compreendido entre 1 de Setembro do ano $n-2$ e 31 de Agosto do ano $n-1$, 4,39 em 2010).
 (2)- Índice de preços implícito no Produto Interno Bruto.
 (3)- PPDA - Planos de Promoção de Desempenho Ambiental.
 (4)- Spread: 0,5% em 2008 e 1% em 2009.

A base de activos regulados (RAB) da electricidade compreende o activo líquido de subsídios afecto às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema. Para efeitos de cálculo da remuneração, a ERSE utiliza a média aritmética dos valores do RAB no início e no final de cada ano.

Para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica, e como anteriormente referido, com a publicação do Despacho n.º 14430/2010, de 15 de Setembro a base de activos a remunerar passará a contemplar a aplicação do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência com efeitos a 1 de Janeiro de 2009. Por se encontrarem em curso as auditorias à aplicação do mecanismo referente aos anos de 2009 e 2010

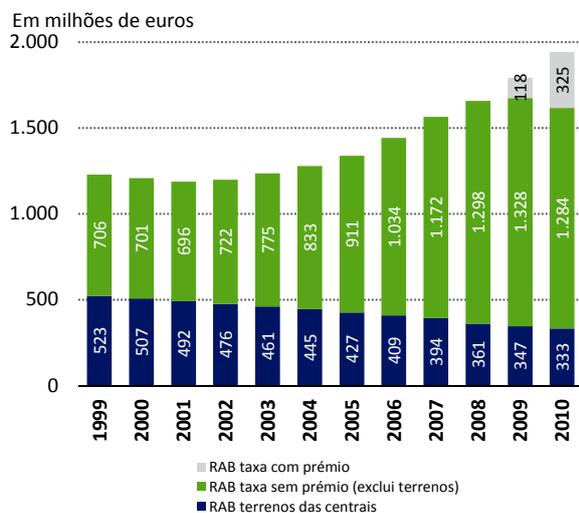
apresentam-se os valores a custos históricos. Assim, em 2010, o RAB médio sobre qual incide a taxa com prémio, de 8,89%, é de 325 M€, sendo os restantes 1238 M€ remunerados à taxa sem prémio de 7,39%.

Na actividade da Gestão Global do Sistema, o princípio de valorização do RAB está assente numa base de custos históricos, sendo nestes casos aplicada a taxa de remuneração de 7,39%. O RAB médio da actividade da Gestão Global do Sistema era, em 2010, de 46 M€. Ao activo afecto a esta actividade pertencem ainda os terrenos do domínio público hídrico cuja remuneração é dada pela taxa de inflação do mês de Setembro do ano anterior, conforme a Portaria nº 481/2007 de 19 de Abril.

Em 2010, o RAB médio dos terrenos do domínio público hídrico foi de 333 M€ e a taxa de remuneração foi de - 0,4%.

O gráfico seguinte apresenta o valor do RAB para três diferentes grupos de activos:

EVOLUÇÃO DO RAB DESDE 1999 ATÉ 2010



Estabilidade dos proveitos – proveitos permitidos

No final de 2010, o saldo dos desvios tarifários para o conjunto das três actividades reguladas desenvolvidas pela REN no sector eléctrico era de 43 M€ a devolver às tarifas.

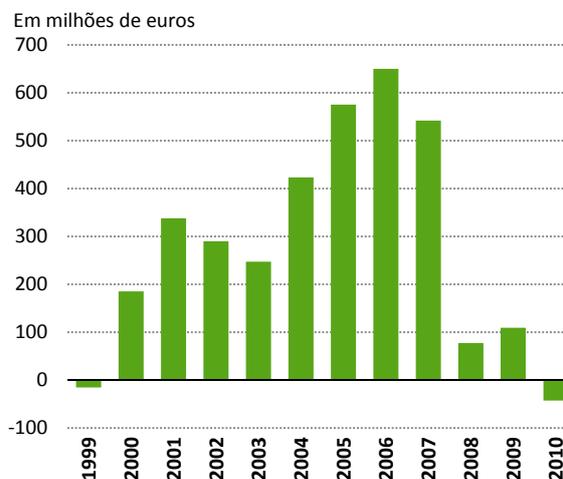
O saldo das contas de desvios tarifários relativo às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema era de 118,5 M€ a devolver às tarifas.

O desvio de 2010 resultou de uma subestimação dos consumos por parte do regulador e da não utilização pelos consumidores do montante previsto para a interruptibilidade, uma vez que, de acordo com a legislação em vigor em 2010, os consumidores que deixassem de ser abastecidos pelo comercializador de último recurso perdiam o direito à interruptibilidade.

O saldo da conta de desvios tarifários da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica reduziu-se em 2010, ficando em 76 M€ no final do ano. A principal razão para a dimensão deste desvio foi o facto de, historicamente, as tarifas terem previsto um preço de mercado bastante mais elevado do que aquele que se veio a verificar.

O gráfico seguinte apresenta a evolução do saldo das contas de desvios tarifários no final de cada ano, para o período entre 1999 e 2010:

SALDO DE CONTAS DE BALANÇO DE DESVIOS TARIFÁRIOS NO FINAL DE CADA ANO



O saldo do desvio tarifário desde 2008 tem apresentado valores bastante inferiores aos ocorridos em anos anteriores. Para esta redução contribuiu em grande medida, a cessação da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, que, devido à dificuldade de previsão dos preços de combustíveis, justificava sempre uma grande parte do desvio tarifário.

Gás natural

No sector do gás natural, a REN explora um conjunto de infra-estruturas atribuídas como concessão de serviço público através de três empresas:

- REN Gasodutos – rede nacional de transporte em alta pressão;
- REN Armazenagem – armazenamento subterrâneo;
- REN Atlântico – terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.

O Decreto-Lei 30/2006 e o Decreto-Lei 140/2006 enquadram juridicamente o exercício das actividades reguladas destas empresas, que no final de 2006 celebraram com o Estado português um contrato de concessão de serviço público por um período de 40 anos. Em particular, a REN Gasodutos tem a exclusividade do transporte de gás natural em território continental.

A rede de alta pressão constitui uma plataforma de rotação logística entre as fontes de abastecimento do país, as duas interligações com a rede espanhola por gasoduto, o terminal de Sines e as infra-estruturas de armazenamento subterrâneo. Através da rede de alta pressão é assegurado o abastecimento de gás natural às redes de distribuição, às centrais de produção de energia eléctrica e às indústrias directamente ligadas à alta pressão, independentemente da sua proveniência.

As infra-estruturas de gás natural da REN têm um papel essencial na satisfação da procura e na gestão dos riscos de abastecimento aos consumidores.

À REN Gasodutos cabe o papel de gestor técnico global do sistema nacional de gás natural (SNGN) e, desde o início de 2009, por imposição regulamentar, o de gestor do processo de mudança de comercializador, enquanto não for criado o quadro legal para um operador logístico de mudança de comercializador.

As empresas de gás natural da REN desenvolvem a sua actividade num contexto regulado pela legislação em vigor, pelos contratos de concessão de serviço público, pela regulamentação técnica emitida pela Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e pela regulamentação económica publicada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

As empresas reguladas da REN têm total independência jurídica de decisão e de propriedade relativamente às empresas que exercem a actividade de comercialização de gás, em linha com a Directiva 2009/73/EC do Conselho Europeu, que define as regras do mercado de gás natural e que entrará em vigor a 3 de Março de 2011.

Em 2010, foi publicado o Regulamento Europeu 994/2010 relativo a medidas destinadas a garantir a segurança de abastecimento de gás natural. Este regulamento introduz para as infra-estruturas e redes de gás natural o conceito n-1 relativo à redundância que deverá garantir a continuidade de serviço no caso de falha numa infra-estrutura relevante. Do mesmo modo, o regulamento condiciona os critérios de constituição e de utilização de reservas de segurança a definir pelos Estados-membros e institui um sistema de entreaajuda a nível regional e comunitário. Estas medidas e a sua aplicação serão avaliadas em 2011.

Em Julho de 2010, terminou o primeiro período regulatório de três anos aplicável às infra-estruturas de alta pressão. Durante o ano de 2010, após um período de discussão pública, a ERSE publicou os regulamentos para o novo período regulatório de 2010-2013.

Entre as medidas implementadas, salientam-se o fim do alisamento de proveitos da REN Gasodutos, a sua limitação a um período de transição de sete anos para a REN Atlântico e o fim da informação financeira na base do ano gás como ano de referência para o cálculo de proveitos e tarifas.

Paralelamente, introduziram-se metodologias de incentivo à eficiência do OPEX associados à tarifa de uso da rede de transporte (URT) na REN Gasodutos e na REN Atlântico a todos os custos operacionais regulados associados à tarifa de uso do terminal de recepção armazenamento e regaseificação (UTRAR).

Os custos operacionais foram repartidos pelo regulador em custos fixos, sujeitos a uma abordagem regulatória do tipo proveito máximo (*revenue cap*) e os restantes indexados às dimensões relevantes das infra-estruturas e sua utilização, sendo por isso variáveis, sujeitos a uma abordagem do tipo preço máximo (*price cap*). Quer uns quer outros irão evoluir nos anos seguintes com base na taxa de variação do Índice de Preços do Produto Interno Bruto (*PIB*), deduzida duma meta de eficiência X determinada e publicada pela ERSE para cada período regulatório, o que limitará o factor de crescimento permitido dos custos operacionais a $1+PIB-X$.

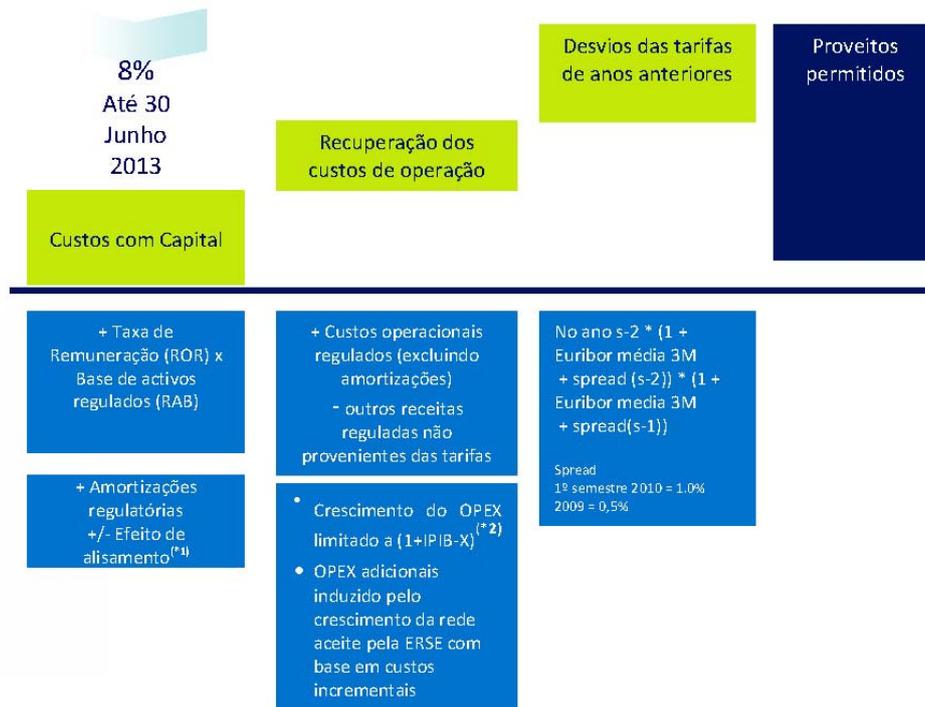
No actual período regulatório, a ERSE fixou o valor de X em:

- 3,8% em 2010, 0% em 2011 e 0% em 2012 para a tarifa URT da REN Gasodutos; e
- 1% em 2010, 2011 e 2012 para a tarifa UTRAR da REN Atlântico.

Remuneração dos activos regulados de gás natural

A base de activos regulados (RAB) incorpora o valor líquido dos activos reconhecidos para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos. Esta base de activos reflecte os investimentos que têm sido realizados, nomeadamente para aumentar a capacidade das infra-estruturas.

MODELO DE REGULAÇÃO DO NEGÓCIO DO GÁS NATURAL



(*1) Efeito de alisamento só se aplica à REN Atlântico

(*2) X = 3,8% para o 1º ano e 0% para os anos seguintes para a REN Gasodutos e X = 1% REN Atlântico para o período regulatório

X é aplicado quer aos custos fixos quer aos custos variáveis

REN Gasodutos – Revenue cap - 45%

Price cap – 40% Km Gasoduto; 10% nº de GRMS; 5% Energia

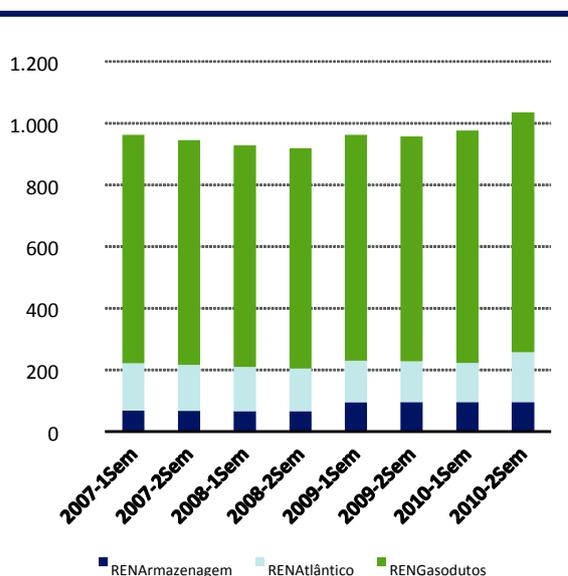
REN Atlântico – Revenue cap - 45%

Price cap – 30% Energia regasificada; 25% capacidade de emissão

Os investimentos mais importantes da REN no gás natural foram:

- o projecto de ampliação da capacidade do terminal de GNL, com conclusão prevista para 2012, teve em 2010 um investimento de cerca de 72 milhões de euros. A conclusão da sua primeira fase como programado, permitiu a entrada em exploração do sistema de captação de água e sistema de medida no valor de cerca de 38 milhões de euros;
- a aquisição à Enagás da capacidade detida em Portugal por este operador que a utilizava em exclusivo para o sistema espanhol na circulação de gás entre Badajoz e Tuy; com este investimento, a totalidade da capacidade dos gasodutos em Portugal passou a estar integralmente disponível com acesso regulado, para satisfação das necessidades de transporte de todos os utilizadores em Portugal; a aquisição, bem como o investimento na expansão da rede de transporte de gás natural, implicaram um investimento de cerca de 70 milhões de euros em 2010.

O RAB das empresas de gás natural teve a seguinte evolução até ao final de 2010:



A remuneração das empresas da REN com actividades reguladas no sector do gás natural é determinada no Regulamento Tarifário pela definição dos proveitos permitidos, com um período de regulação de três anos, estabilização dos parâmetros nesse período e revisão anual

de tarifas em função das estimativas de quantidades do regulador. Os proveitos decorrem essencialmente duma regulação por custo de serviço, que remunera os activos fixos a uma taxa definida pela entidade reguladora para cada período de regulação.

Como são função da remuneração do RAB – e das amortizações efectuadas – os proveitos permitidos estão associados à fixação da taxa de remuneração permitida (*rate of return*). Dado que esta última é fixada para cada triénio, a estabilidade dos proveitos decorre da própria evolução da base de activos regulados, que diminui com as amortizações e aumenta com o investimento.

Em 2010, o RAB conjunto das empresas da REN no gás natural evoluiu positivamente na sequência dos investimentos para aumentar a capacidade num mercado em que o consumo tem crescido acima da média do dos países europeus mais próximos, mesmo em períodos de crise económica como em 2009 e 2010.

Nos termos previstos no Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou em Junho de 2010 as tarifas e os preços de gás natural para o Ano Gás 2010-2011 com base nos novos parâmetros de regulação publicados em 2010 para o período de regulação de 2010-2011 a 2012-2013, que

definem os proveitos permitidos a cada uma das actividades reguladas bem como os preços para as tarifas praticadas.

Os custos com capital permitidos na REN Atlântico decorrem da aplicação dum processo de alisamento a partir duma fórmula publicada pela entidade reguladora. Esta fórmula consiste, sumariamente, em dividir o valor actual dos proveitos futuros no período de alisamento considerado pelo somatório das quantidades no mesmo período, actualizadas a uma taxa de desconto igual à taxa de remuneração definida pela entidade reguladora.

O processo de recuperação dos proveitos através de tarifas implica o seu cálculo com base em valores estimados das variáveis tarifárias, o que conduz a desvios sistemáticos por ser impossível prever com exactidão a intensidade de uso utilizada na estimativa das variáveis tarifárias. Os desvios são recuperados/devolvidos dois anos depois de ocorrerem, sendo esse valor remunerado a uma taxa regulada igual à Euribor a 3 meses, acrescida de 100 pontos base para os desvios a recuperar no segundo semestre de 2010 e de 50 pontos base para os desvios incorridos anteriormente.

Infra-estruturas técnicas

Electricidade

No final de 2010, a RNT era composta por 265 linhas e ramais de muito alta tensão (MAT), nomeadamente 90 linhas e ramais a 150 kV, 124 linhas e ramais a 220 kV e 51 linhas a 400 kV, por 63 subestações transformadoras e 12 postos de corte e sectionamento.



Para operar a rede e monitorizar os seus equipamentos remotamente existe o Centro de Operação da Rede. Para gerir o sistema eléctrico nacional existe o Centro de Controlo.

Para apoiar a transmissão de dados, ordens de comando de elementos de rede, e comunicações em geral existe uma Rede Corporativa de Telecomunicações, em grande parte apoiada nas infra-estruturas mencionadas.

A RNT conduz a energia eléctrica dos centros electroprodutores até às subestações transformadoras, onde é entregue a 60 kV à Rede Nacional de Distribuição. A RNT também estabelece a ligação com a rede europeia de transporte, através de sete interligações com a rede de transporte de Espanha, e entrega energia directamente em MAT a diversos consumidores.

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

Comprimento de linhas e potências de transformação	2010	2009	Var. [%]
Comprimento das linhas (km)	8.049	7.569	6,3
400 kV	1.973	1.609	22,6
220 kV	3.467	3.289	5,4
150 kV	2.609	2.671	-2,3
Potência de transformação (MVA)	30.205	28.235	7,0
Autotransformação (MAT/MAT)	11.925	10.701	11,4
Transformação (MAT/AT)	18.280	17.534	4,3



No final de 2010, a RNT dispunha de 8.049 km de linhas de MAT elevadas por 17.354 apoios:

- 150 kV, 2.609 km com 5.430 apoios;
- 220 kV, 3.467 km com 6.953 apoios;
- 400 kV, 1.973 km com 4.971 apoios.

A interligação com a rede de transporte de Espanha era assegurada por uma linha a 130 kV entre o Minho e a Galiza, três linhas a 220 kV no Douro Internacional e por cinco linhas a 400 kV, duas entre o Minho e a Galiza, uma no Douro Internacional, uma no Tejo Internacional e outra entre o Alentejo e a Estremadura espanhola.

NAS 63 SUBESTAÇÕES TRANSFORMADORAS DE MAT ESTAVAM INSTALADOS 30.205 MVA:

- 150/30 kV	120 MVA;	- 220/60 kV	9.984 MVA;	- 400/60 kV	2.550 MVA;
- 150/60 kV	5.486 MVA;	- 220/150 kV	835 MVA;	- 400/150 kV	5.540 MVA;
- 150/130 kV	290 MVA;			- 400/220 kV	5.400 MVA.

O Centro de Operação da Rede telecomanda os elementos da rede de transporte. O Centro de Controlo garante o equilíbrio entre a produção e o consumo e o cumprimento dos critérios de segurança na operação do sistema eléctrico, incluindo as interligações.



Gás natural

As infra-estruturas de gás natural da REN compreendem:

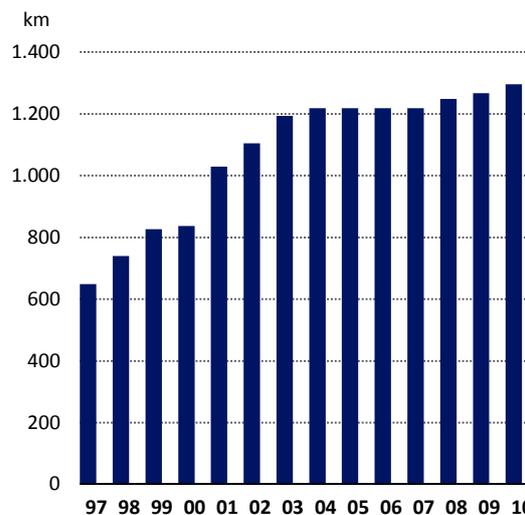
- a rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN);
- o terminal de GNL de Sines; e
- as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural no Carriço.

Em 2010, foram acrescentados novos ramares em alta pressão à infra-estrutura para garantir a ligação a novos pontos de entrega para abastecimento de gás natural, nomeadamente à refinaria da Galp Energia em Leça da Palmeira, com 23,5 km de extensão, e à nova central de ciclo combinado a gás natural do Pêgo para a Tejo Energia, em Abrantes, com 5,3 km de extensão.

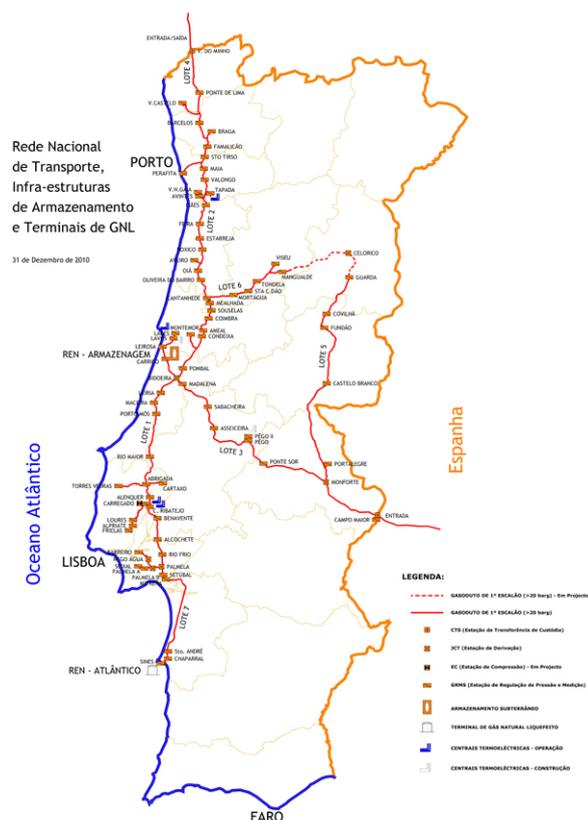
No final de 2010, as infra-estruturas principais da RNTGN eram as seguintes:

- 1.296 km de gasodutos em alta pressão;
- 58 estações de junção para derivação de ramares;
- 43 estações de válvulas de seccionamento;
- 8 estações de interligação com ramares em T;
- 81 estações de regulação de pressão e medição de gás;
- 2 estações de transferência de custódia.

DESDE O INÍCIO DA EXPLORAÇÃO EM 1997, A EXTENSÃO DA REDE DE TRANSPORTE TEVE A SEGUINTE EVOLUÇÃO:



REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL



A capacidade técnica dos pontos relevantes da RNTGN era a seguinte:

CAPACIDADE TÉCNICA DOS PONTOS RELEVANTES	GWh por dia	Mm ³ (n) por dia
ENTRADA		
Sines (GNL)	193	16,3
Cariço (Extracção AS)	86	7,3
Campo Maior (IP39)	134	11,3
Valença do Minho (IP40 - importação)	23	1,9
SAÍDA		
Cariço (Injecção Máxima AS)	32	2,7
Valença do Minho (IP40 - exportação)	20	1,7
Saídas por GRMS (total)	678	57,2

Supervisionada a partir dum Centro de Despacho Nacional de última geração e com recurso a sistemas de telecomunicações redundantes apoiados em tecnologia óptica, a RNTGN interliga as estações de gasoduto com o terminal de GNL de Sines e com o armazenamento subterrâneo no Cariço, em Pombal. Todos os sistemas dispõem de comunicação digital, em particular para leitura dos caudais de entrada e saída da rede, o que permite obter um grau de qualidade da informação e de resposta de supervisão ao nível das melhores práticas.

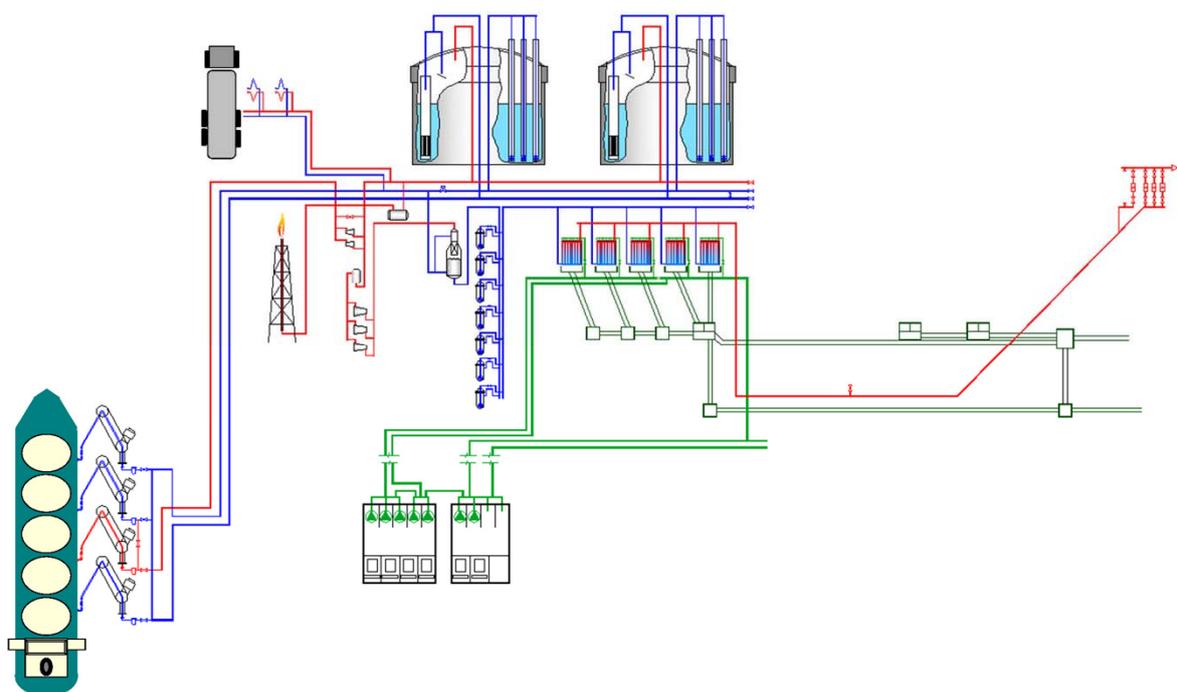
O terminal de GNL está, até 2012, em fase de reforço da sua capacidade de emissão e de armazenamento. Constituído por um cais de recepção de navios, dois tanques criogénicos de GNL e sistemas de pressurização e vaporização com recurso a água do mar, sem queima de combustível, este terminal é uma infra-estrutura fundamental do sistema. No fim de 2010, as suas características principais eram as seguintes:

- capacidade de regaseificação de 5,25 bcm de gás natural/ano;
- cinco vaporizadores atmosféricos com capacidade unitária de 225.000 m³(n)/h;
- capacidade de recepção de navios metaneiros:
 - volumes entre 40.000 e 215.000 m³ de GNL;
 - tempo médio de descarga de 1 navio de 140 000m³ de GNL: 19 horas;
- capacidade de armazenagem operacional nos tanques: 2 x 120.000 m³ de GNL;
- capacidade de emissão:
 - nominal: 675.000 m³(n)/h @ 5,25bcm;
 - ponta (85% de disponibilidade): 900.000 m³(n)/h;
- enchimento de camiões cisterna: 3.000 camiões/ano @ 0,08 bcm.

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

		Ø (mm)	km
Lote 1	Setúbal – Leiria	700	173
Lote 2	Leiria – Gondomar	700	164
	Gondomar – Braga	500	50
Lote 3	Campo Maior – Leiria	700	220
Lote 4	Braga – Valença	500	74
Lote 5	Monforte – Guarda	300	184
Lote 6	Mealhada – Viseu	500	68
Lote 7	Sines – Setúbal	800	87
Ramais de alta pressão		150-700	276
Total			1.296

ESQUEMA GERAL DO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO DE SINES



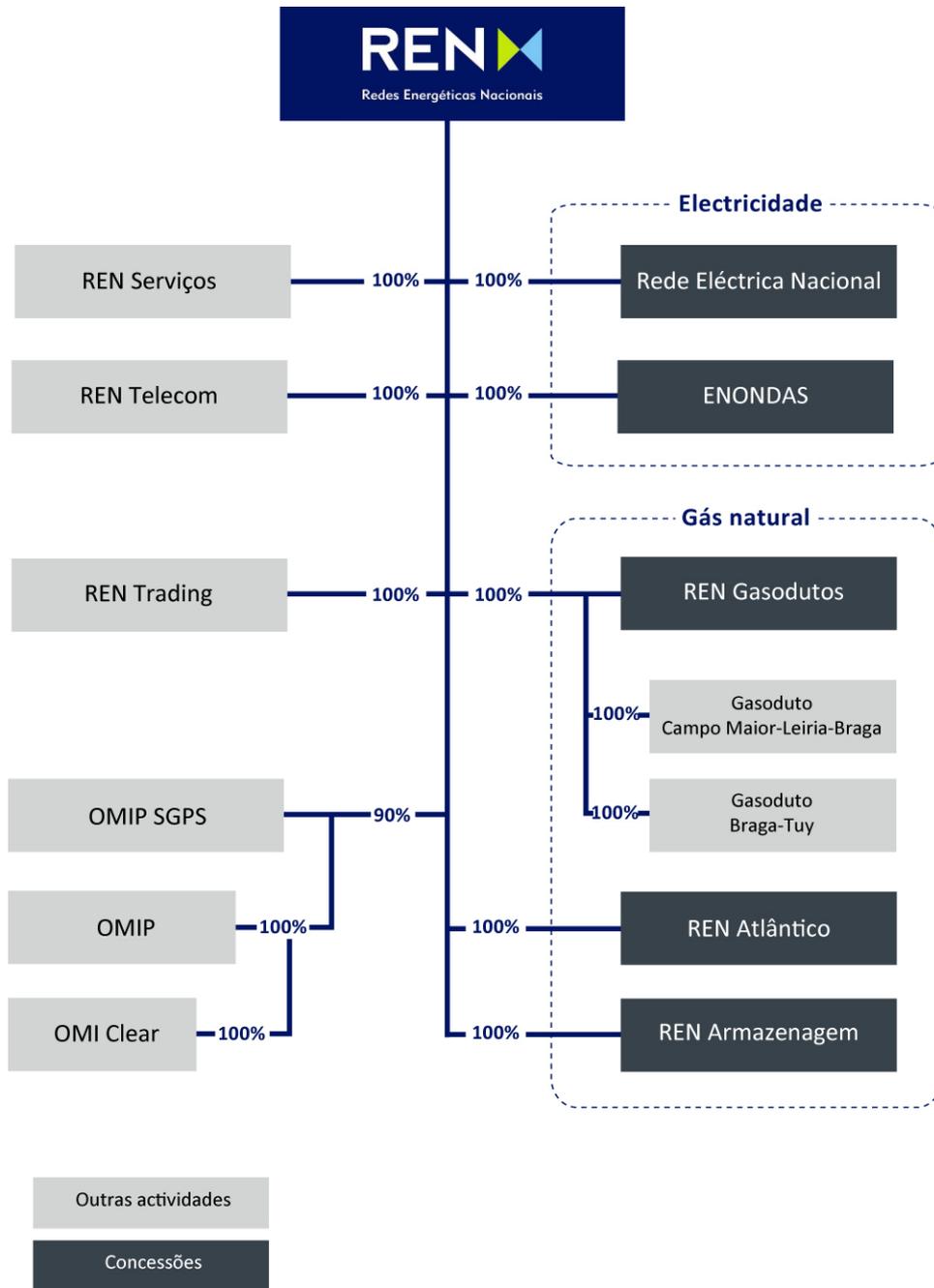
O armazenamento subterrâneo é feito em cavidades salinas a grande profundidade, interligadas com uma estação de gás que permite gerir as quantidades armazenadas através da injeção com recurso a compressores de gás natural ou da extracção com sistemas de desidratação do gás natural para injeção posterior na rede de transporte.

A estação de gás da REN interliga-se igualmente com as cavidades de outro concessionário. Para a construção das cavidades salinas, a REN possui uma estação de lixiviação que, associada a um sistema de captação de água e a um sistema de rejeição de salmoura no mar, permite a construção de mais cavidades.

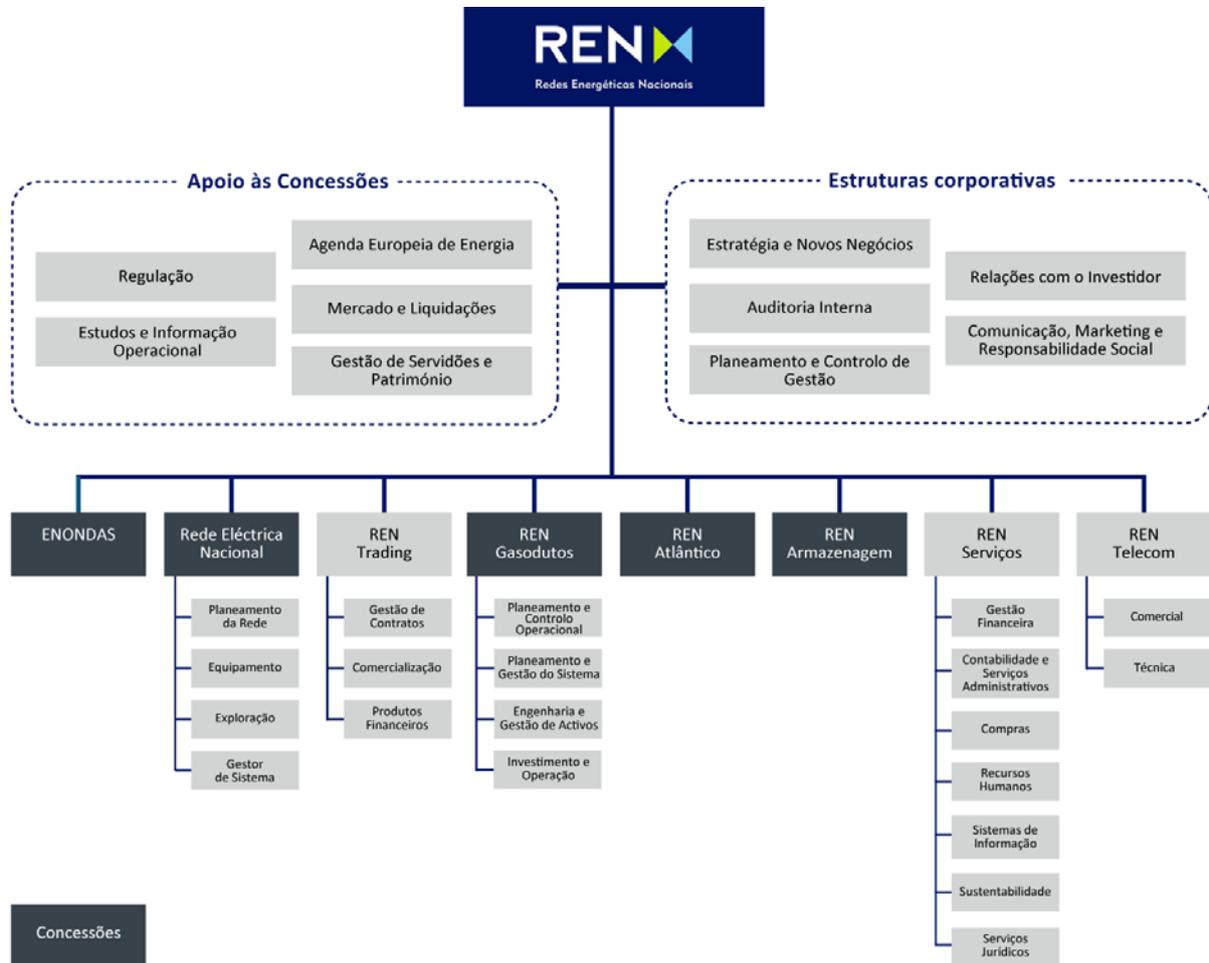
No final de 2010, as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural que integravam a concessão da REN Armazenagem tinham as seguintes características:

- três cavidades em operação;
- capacidade máxima: 1,71 TWh <> 142,5 Mm³(n);
- capacidades máximas da estação de superfície:
 - injeção: 110.000 m³(n)/h (32 GWh/dia);
 - extracção: 300.000 m³(n)/h (86 GWh/dia);
- operação da estação de superfície assegurada pela REN Armazenagem.

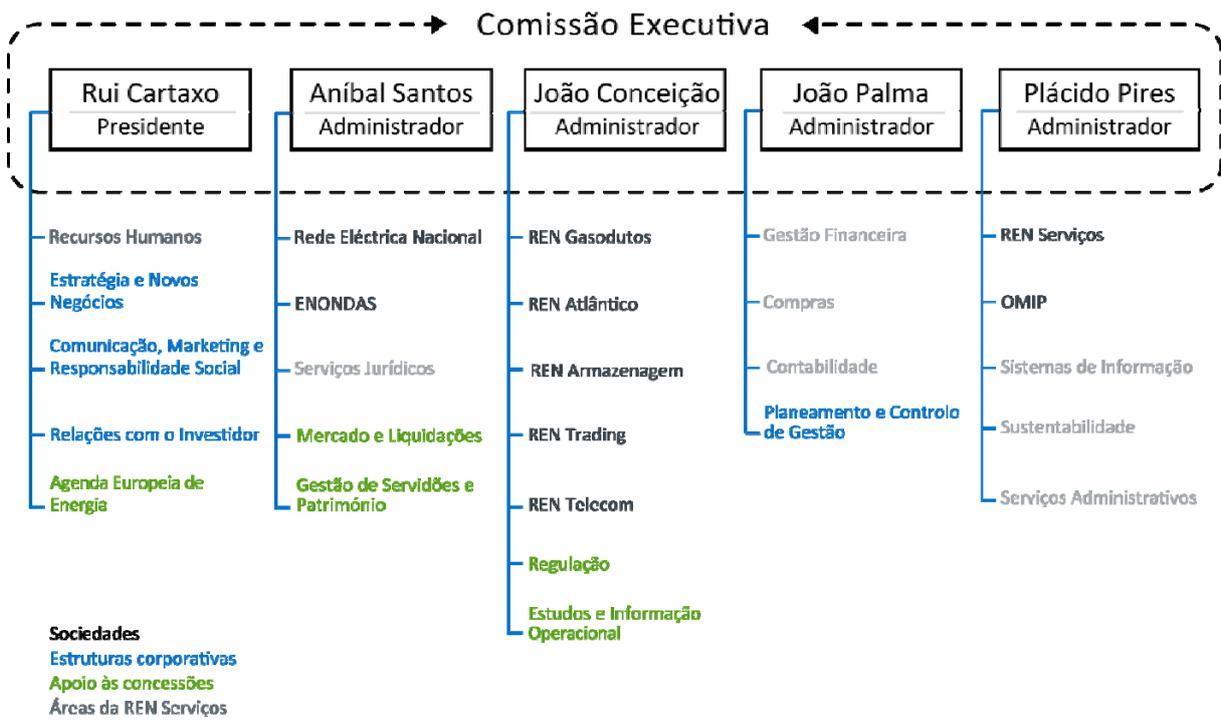
Estrutura societária



Estrutura orgânica e funcional



Atribuições dos administradores executivos



Órgãos sociais

Órgãos sociais da REN – Redes Energéticas Nacionais SGPS, S.A. a 31 de Dezembro de 2010

Mesa da assembleia geral

Agostinho Pereira de Miranda
Presidente

Duarte Vieira Pestana de Vasconcelos
Vice-presidente

Secretário da sociedade

Pedro Cabral Nunes
Efectivo

Mafalda Rebelo de Sousa
Suplente

Comissão de vencimentos

José Emílio Castel-Branco
Presidente

Francisco Manuel Marques Bandeira
Vogal

José Alexandre Oliveira
Vogal

Órgãos de fiscalização

Comissão de auditoria

José Luís Alvim Marinho
Presidente

José Frederico Vieira Jordão
Vogal

Fernando António Portela Rocha de Andrade
Vogal

Revisor oficial de contas

Deloitte & Associados, SROC, S.A.
Efectivo

Carlos Luís Oliveira de Melo Lourenço, ROC
Suplente

Conselho de Administração

Rui Manuel Janes Cartaxo
Presidente

Aníbal Durães dos Santos
Vogal

João Caetano Carreira Faria Conceição
Vogal

João Manuel de Castro Plácido Pires
Vogal

João Nuno de Oliveira Jorge Palma
Vogal

Gonçalo José Zambrano de Oliveira
Vogal

Luís Maria Atienza Serna
Vogal

Manuel Carlos Mello Champalimaud
Vogal

Filipe Maurício Botton
Vogal

José Isidoro d'Oliveira Carvalho Neto
Vogal

José Luís Alvim Marinho
Vogal

José Frederico Vieira Jordão
Vogal

Fernando António Portela de Rocha Andrade
Vogal

Comissão Executiva

Rui Manuel Janes Cartaxo
Presidente

Aníbal Durães dos Santos
Vogal

João Caetano Carreira Faria Conceição
Vogal

João Manuel de Castro Plácido Pires
Vogal

João Nuno de Oliveira Jorge Palma
Vogal

Directores Gerais e Responsáveis do Grupo REN

Directores Gerais

Maria José Clara

Henrique Gomes

Jorge Borrego

Funções corporativas

Pedro Nunes
Secretaria Societária

Gil Vicente
Auditoria Interna

Margarida Ferreirinha
Comunicação, Marketing e Responsabilidade Social

Ana Fernandes
Relações com o Investidor

João Escobar Henriques
Planeamento e Controlo de Gestão

João Ricardo
Agenda Europeia da Energia

Patrão Reto
Mercado e Liquidações

João Gaspar
Gestão de Servidões e Património

Vítor Vieira
Regulação

Maria José Clara (avocado por)
Estudos e Informação Operacional

Isabel Figueira
Serviços Partilhados

Nuno Rosário
Gestão Financeira

Gerardo Gonçalves
Contabilidade e Serviços Administrativos

Alexandra Reis
Compras

Elsa Carvalho
Recursos Humanos

António Fonseca
Sistemas de Informação

Vicente Martins
Sustentabilidade

Elvira Borges
Serviços Jurídicos

Jorge Liça
Consultoria e Serviços Comerciais

Electricidade
Medeiros Pinto
Planeamento de Rede

Albino Marques
Equipamento

Albertino Meneses
Exploração

Amarante dos Santos
Gestão do Sistema

João Cardoso
ENONDAS

Gás Natural
Pedro Furtado
Planeamento e Controlo Operacional

Rui Marmota
Suporte REN Gás
Planeamento e Gestão do Sistema

Ferreira Marques
Engenharia e Gestão de Activos

Luís Ferreira
Investimento e Operação

Paulo Mestre
Terminal de GNL

Mota Duarte
Armazenagem Subterrânea

REN Trading
Susana Lagarto/Nelson Cardoso

RENTELECOM
António Fonseca



Índice

Envolvente	35
Electricidade	39
Gás natural	45
Outros negócios	49
Desempenho financeiro	52
Gestão de riscos	61
Ambiente, sociedade e <i>governance</i>	65
Recursos humanos	70
Nota final	74
Proposta de aplicação de resultados	75

Envolvente

Económica

A economia mundial voltou a expandir em 2010, com o PIB a crescer 4,5% depois da contracção de 0,7% em 2009. No entanto, o segundo semestre do ano deu sinais de abrandamento, com a inversão do ciclo de reposição de *stocks* e a redução das medidas públicas de estímulo à economia por todo o mundo.

No entanto, a recuperação foi bastante diversa conforme as zonas geográficas.

Enquanto a retoma nas economias desenvolvidas permaneceu frágil, afectada por elevadas taxas de desemprego e por níveis gravosos de endividamento público e privado, as economias emergentes cresceram acima da média global, impelidas pela elevada procura interna, pela recuperação do comércio internacional e pelo aumento do preço das matérias-primas.

Assim, enquanto os Estados Unidos cresceram 2,7%, o Japão 3,5% e a União Europeia 1,8%, a China cresceu 10,5%, a Índia 8,5%, a América Latina 5,6% e a África subsariana 5,0%.

Estados Unidos

Após a contracção de 2,7% em 2009, a economia dos Estados Unidos recuperou em 2010 e cresceu 2,7%. Este crescimento resultou da retoma da procura interna (1,6% no consumo privado e 1,2% no consumo público) e da recuperação do investimento, com a formação bruta de capital fixo a crescer 3,2%.

A capacidade reduzida da economia de criar postos de trabalho e o fim dos incentivos à compra da primeira casa contribuíram para a fraca recuperação do consumo privado. Por outro lado, o investimento em equipamento e *software* cresceu fortemente, suportado por níveis crescentes de rentabilidade das empresas.

As importações cresceram mais do que as exportações (14,1% contra 11,8%), o que agravou o saldo negativo da balança comercial. A taxa de inflação manteve-se num nível reduzido, nos 1,6%, e o défice público cresceu para 11,3%, o que levou a dívida pública a aumentar para 92,2% do PIB, face a 84,7% em 2009.

Zona euro

A economia da zona euro voltou ao crescimento em 2010, depois duma contracção de 4,1% em 2009, e expandiu 1,7%. A retoma ficou a dever-se em grande parte à recuperação da economia mundial, que impulsionou as exportações da zona euro. Enquanto o consumo privado (0,6%) e o consumo público (1,0%) cresceram em 2010, o investimento total contraiu 0,8%, ainda que a contracção tenha sido muito menos pronunciada do que os 11,4% em 2009.

A taxa de desemprego continuou a subir e atingiu 10,1% da população activa, a taxa de inflação média situou-se em

cerca de 1,5% e o défice público manteve-se nos 6,3% do PIB, o que contribuiu para o crescimento da dívida pública, que aumentou de 79,1% do PIB em 2009 para 84,1% em 2010.

A retoma caracterizou-se também por uma grande heterogeneidade: enquanto alguns países, como a Alemanha, se destacaram em consequência da evolução positiva do seu sector exportador, outros viram o consumo e o investimento pressionados pelas medidas de austeridade tornadas necessárias para a correcção de elevados défices públicos.

Taxas de juro

Dada a fragilidade da recuperação económica nos países desenvolvidos, os principais bancos centrais mantiveram as taxas de juro de referência em mínimos históricos. Assim, o Banco Central Europeu manteve a taxa de referência em 1%, enquanto a Reserva Federal dos Estados Unidos manteve a sua *Fed Funds Target Rate* no intervalo entre 0% e 0,25%.

No entanto, a recuperação económica da zona euro levou a uma ligeira subida das taxas Euribor face ao fim de 2009, embora estas tivessem continuado perto dos seus mínimos históricos. A 31 de Dezembro de 2010, as taxas Euribor para os prazos de 3, 6 e 12 meses eram de 1,006% (0,700% no final de 2009), 1,227% (0,994%) e 1,507% (1,248%), respectivamente, ou seja, uma subida de cerca de 20-30 pontos base face ao final de 2009.

Portugal

Em 2010, a economia portuguesa recuperou sensivelmente da contracção de 2,6% em 2009 e cresceu 1,3% em resultado do aumento das exportações líquidas, do consumo público e do consumo privado.

À semelhança de 2009, o investimento continuou a contribuir negativamente para o PIB, tendo a formação bruta de capital fixo diminuído 5% em 2010.

Apesar do crescimento da economia, a taxa de desemprego atingiu os 10,9%, um agravamento em relação aos 9,5% de 2009.

O crescimento do PIB foi acompanhado dum aumento da taxa de inflação relativamente a 2009.

Após a subida pronunciada do défice público em 2009 para 9,3% do PIB, 2010 marcou o início da consolidação orçamental, devendo o défice público ter-se situado abaixo do objectivo de 7,3% para 2010, ano em que a dívida pública aumentou para 82,8% do PIB.

Sectorial

Num contexto global, o ano energético de 2010 ficou marcado pelo anúncio de vários compromissos, incluindo propostas de redução das emissões de gases com efeito de estufa e programas de abandono progressivo dos subsídios às energias fósseis.

Os recentes compromissos políticos e os planos anunciados por vários países foram considerados pela Agência Internacional de Energia (AIE) no Cenário Novas Políticas (actual cenário central).

De acordo com este cenário, a procura de energia primária poderá aumentar 36% entre 2008 e 2035 e os países que não pertencem à OCDE, com destaque para a China e para a Índia, representam 93% do aumento previsto para a procura mundial de energia primária.

Os combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás natural) continuarão a ser as fontes de energia dominantes em 2035, estimando-se que sejam responsáveis pelo abastecimento de mais de metade do aumento da procura de energia primária total até essa data.

As previsões apontam para um crescimento regular da procura mundial de electricidade. No Cenário Novas Políticas, a AIE aponta para um crescimento anual de 2,2% entre 2008 e 2035, com mais de 80% desse crescimento associado aos países não pertencentes à OCDE. Embora o carvão continue a ser a principal fonte de produção de electricidade em 2035, prevê-se que a sua quota diminua, o que será compensado pelo aumento da energia nuclear (marginalmente) e das renováveis.

Embora o sector eléctrico apresente o maior potencial para desenvolvimento das tecnologias renováveis e as previsões apontem para uma competitividade crescente, a sua evolução dependerá decisivamente do apoio dos governos. A AIE considera que a quota das energias renováveis na produção de electricidade em 2035 poderá ultrapassar os 30%.

Quanto ao gás natural, prevê-se que venha a desempenhar, pelo menos nos próximos 25 anos, um papel central na satisfação das necessidades mundiais de energia. Dados preliminares apontam para que a procura de gás natural, que diminuiu em 2009 devido à recessão económica, tenha retomado em 2010 a sua trajectória ascendente. O cenário da AIE aponta para que a procura de gás natural cresça cerca de 44% entre 2008 e 2035, com um crescimento médio anual de 1,4%. Prevê-se que o crescimento da procura na China corresponda a mais de 20% do acréscimo da procura global.

Apesar da utilização crescente da energia a nível mundial, estima-se que actualmente mais de 20% da população mundial não tem acesso a electricidade. As previsões da AIE sugerem que esta situação se manterá a longo prazo.

No Cenário Novas Políticas, 1.200 milhões de pessoas continuarão a não ter acesso a electricidade em 2030, 87% das quais residentes em zonas rurais.

Desde o final de 2008, o excesso de oferta levou à formação de dois regimes de preço do gás natural: o relacionado com o preço do petróleo e seus derivados, normalmente associado aos contratos de longo prazo com cláusulas de *take or pay*, e o resultante da liquidez nos mercados *spot*, cujos preços médios são significativamente inferiores ao primeiro.

Ao mesmo tempo, o aparecimento no mercado americano de quantidades significativas de gás de origem não convencional provocou uma redução drástica nas importações de GNL pelos Estados Unidos e, conseqüentemente, um aumento de liquidez do mercado *spot* de GNL na bacia atlântica, com preços muito competitivos.

Em conjugação com a existência de uma capacidade significativa de recepção de GNL no Reino Unido, este facto deu origem a uma aproximação de preços entre o *National Balancing Point* (NBP) do Reino Unido e o *Henry Hub* (HH) americano, a níveis mais baixos do que os praticados na Europa continental, o que contribuiu para um esforço generalizado de renegociação dos contratos de fornecimento de longo prazo com os produtores.

Num contexto de mudança de paradigma do mercado e de incerteza quanto à recuperação económica, continuou a verificar-se em 2010 uma tendência de se protelar o investimento em novas infra-estruturas de gás natural, nomeadamente as relacionadas com os projectos de importação para a Europa.

Assim, em 2010, apenas foi iniciada a construção da primeira secção do gasoduto *Nord Stream* entre a Rússia e a Alemanha pelo Mar Báltico, para evitar a passagem por outros países e assim minimizar o potencial de interrupção das importações de gás para a Europa, embora se tenha agravado a dependência em relação à Gazprom.

No entanto, a corrida para assegurar a cobertura do défice crescente de aprovisionamento de gás para a Europa (a maior região importadora do mundo) através de grandes gasodutos e de terminais de regaseificação de GNL continuará nos próximos anos face ao declínio da produção interna e ao aumento da procura, com a diversificação de fontes e de eixos geográficos de acesso ao mercado.

Regulamentar

Política energética europeia

A União Europeia visa atingir objectivos ambiciosos nos domínios da energia e das alterações climáticas até 2020.

A comunicação Energia 2020 – Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura, apresentada pela Comissão Europeia em Novembro de 2010, definiu as prioridades energéticas para os próximos dez anos:

- Europa energeticamente eficiente;
- Mercado pan-europeu integrado de energia, com investimento nas infra-estruturas energéticas;
- 27 estados, uma só voz no mundo para a energia;
- Liderança europeia em tecnologias energéticas e em inovação; e
- Protecção dos consumidores - energia segura, sem riscos e a bom preço.

No domínio das infra-estruturas energéticas, a Comissão Europeia definiu corredores prioritários para o transporte de electricidade, gás e petróleo para servirem de base à concessão de licenças e às decisões de financiamento de projectos na UE.

Redes de energia adequadas, integradas e fiáveis são uma condição prévia essencial não apenas para a realização dos objectivos de política energética da UE, mas também para a sua estratégia económica.

Durante 2010, foram ainda publicados na UE diversos diplomas no domínio do sector energético, nomeadamente relativos à eficiência energética e ao comércio europeu de licenças de emissão. No sector do gás natural, é de realçar a publicação do regulamento relativo à garantia de segurança do aprovisionamento do gás.

No âmbito do Plano Europeu de Recuperação Económica, foi aprovada a segunda parcela de apoio, que abrange 43 grandes projectos de infra-estruturas transfronteiriças. O objectivo é apoiar o investimento no sector da energia, nomeadamente em projectos relevantes para a criação na Europa duma rede energética mais integrada, com fluxos de energia que atravessem as fronteiras dos estados-membros. Os projectos de reforço das interligações eléctricas Portugal-Espanha, promovidos pela REN Eléctrica, e o projecto de *reverse flow* das infra-estruturas de transporte de gás natural, da REN Gasodutos, foram contemplados, representando no seu conjunto uma verba superior a 60 milhões de euros.

Política energética nacional

Em Portugal, o ano de 2010 ficou marcado pela aprovação da Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020), cujas apostas principais são:

- as energias renováveis, com a diversificação das fontes de abastecimento;
- a promoção integrada da eficiência energética, com medidas comportamentais e fiscais;
- a consolidação do MIBEL; e
- a criação do mercado ibérico de gás natural (MIBGAS).

“A ENE 2020 tem por objectivo garantir a segurança de abastecimento através da manutenção da política de diversificação do *mix* energético, do ponto de vista das fontes e das origens de abastecimento, e do reforço das infra-estruturas de transporte e de armazenamento que permitam a consolidação do mercado ibérico em consonância com as orientações da política energética europeia.”

A sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético preconizado contribuirá para a redução das emissões de CO₂ e para a criação de benefícios para a sociedade que, progressivamente incorporados no preço da energia final, contribuirão para uma economia mais competitiva.

Para além da diversificação do *mix* energético, a existência de infra-estruturas de transporte e distribuição de energia robustas e adequadas são uma condição necessária para a segurança de abastecimento. Neste âmbito, a ENE 2020 prevê o desenvolvimento de novas interligações com Espanha para o transporte de electricidade e de gás natural, o que irá aumentar a integração dos mercados ibéricos e destes com o mercado europeu, nomeadamente ao mercado do Sudoeste.

Com os objectivos de dinamizar o MIBGAS e de manter uma segurança de aprovisionamento adequada, cumprindo as directivas europeias, será promovido o aumento da capacidade de armazenamento de gás natural. Este aumento será importante para flexibilizar a oferta dos operadores de mercado.

“Portugal tem a ambição de contribuir para a segurança de abastecimento europeia através da utilização conjugada de um terminal de gás natural competitivo em Sines, que sirva de centro ibérico, com a armazenagem subterrânea no Carriço e a construção de ligações dedicadas ao transporte de gás natural entre a Península Ibérica e o centro da Europa.”

As metas para cada uma das tecnologias de energia renovável foram definidas no Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER), que contém o contributo estimado das diversas tecnologias para o cumprimento dos objectivos fixados para Portugal, tendo em conta a disponibilidade dos recursos, a maturidade das tecnologias e os respectivos planos e medidas de promoção, a saber:

- fixação em 6800 MW do objectivo de potência instalada em energia eólica terrestre (*onshore*) em 2020;
- implementação do Programa Nacional de Barragens e identificação de possíveis reforços de potência em aproveitamentos existentes;
- lançamento dum programa de desenvolvimento de pequenas centrais hidroeléctricas, com o objectivo de atingir uma capacidade de 750 MW em 2020; e
- multiplicação por 10, em 10 anos, da meta actual para a energia solar (1500 MW).

A mobilidade eléctrica é uma forte aposta da ENE 2020 e o objectivo é transferir 10% do consumo de energia final pelos transportes rodoviários dos combustíveis fósseis para a electricidade. Face à integração substancial de veículos eléctricos, que se prevê para as próximas duas décadas, é essencial antever as necessidades que esta alteração criará para as infra-estruturas do sector eléctrico.

Ao mesmo tempo, a eficiência energética continuará a ser objecto duma atenção especial, mantendo-se o objectivo de reduzir 10% o consumo de energia final até 2015 e 20% até 2020, designadamente através da aplicação de programas de redução do consumo de energia nos edifícios públicos e da promoção de comportamentos e escolhas com menor consumo energético.

Mercado liberalizado em Portugal

Electricidade

Em 2010, observou-se um crescimento, em todos os níveis de tensão, do número de clientes abastecidos pelo mercado livre. Em consequência, o consumo abastecido pelo mercado liberalizado aumentou significativamente e representou em 2010 cerca de 35% do consumo do SEN.

Durante o ano, foi publicada legislação relativa à extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais (com consumos em MAT, AT, MT e BTE) a partir de 1 de Janeiro de 2011, e ao estabelecimento do regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar ao SEN.

Ainda durante 2010, foram atribuídas novas responsabilidades à REN no âmbito do novo regime da prestação do serviço de interruptibilidade, como gestor do serviço e contraparte contratual com os consumidores de electricidade, e novas competências como Entidade Emissora de Garantias de Origem para a electricidade produzida em cogeração.

Actualmente encontram-se em actividade 20 agentes de mercado, dos quais cinco são nacionais.

Gás natural

Em 1 de Janeiro de 2010, todos os consumidores nacionais passaram a ter o direito de escolher o seu comercializador de gás natural.

Em Fevereiro de 2010, na sequência da consulta pública iniciada em Outubro de 2009, a ERSE publicou a nova

regulamentação do sector do gás natural. Em Julho de 2010, teve início o segundo período de três anos de regulação do sector do gás natural em Portugal, que se caracterizou por várias alterações, das quais se destacam as seguintes:

- flexibilização das tarifas de curta duração no acesso à rede de transporte e ao terminal de GNL;
- adopção de tarifas de entrada e de saída no acesso à rede de transporte;
- consideração do terminal de GNL como ponto de saída da rede de transporte;
- alteração do método de cálculo do custo de capital relativamente ao mecanismo de alisamento;
- alteração da uniformidade tarifária para fornecimentos iguais ou inferiores a 10000 m³;
- introdução do modelo de incentivos à eficiência operacional no transporte em alta pressão, na distribuição e no terminal de GNL.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 66/2010, que extinguiu as tarifas reguladas de venda de gás natural aos clientes finais com consumo anual superior a 10000 m³(n), passou a aplicar-se a estes clientes uma tarifa de venda transitória com a entrada em vigor do novo tarifário em 1 de Julho de 2010. O regime transitório termina em 31 de Março de 2011.

Em Dezembro de 2010, entrou em vigor o novo Regulamento Europeu n.º 994/2010 relativo à segurança do abastecimento, que definiu os consumidores protegidos, as obrigações de serviço público, a autoridade competente para supervisionar a sua aplicação em cada país, as normas de infra-estrutura e de aprovisionamento a respeitar por operadores do sistema de transmissão de electricidade e por comercializadoras, bem como a elaboração da análise de risco, dos planos de contingência e dos planos de emergência. Todos os estados-membros deverão implementar o regulamento de acordo com um planeamento que se prolonga por dois anos, de acordo com a natureza das medidas em causa.

No final de 2010, estavam inscritas na Direcção-Geral de Energia e Geologia 17 empresas comercializadoras de gás natural em regime de mercado livre, das quais sete estiveram presentes no Sistema Nacional de Gás Natural ao longo do ano.

Electricidade

Exploração da RNT

Comportamento das redes

Em 2010, os principais congestionamentos na RNT, que se deveram a indisponibilidades de elementos de rede, foram solucionados através da criação de restrições de geração ou de alterações topológicas introduzidas na rede. No escoamento da Central de Lares também houve congestionamentos, que se deveram ao atraso na construção da Linha Lavos-Batalha (400 kV) e às limitações nas redes de distribuição entre Lavos e Pombal.

Das indisponibilidades referidas destacam-se as seguintes:

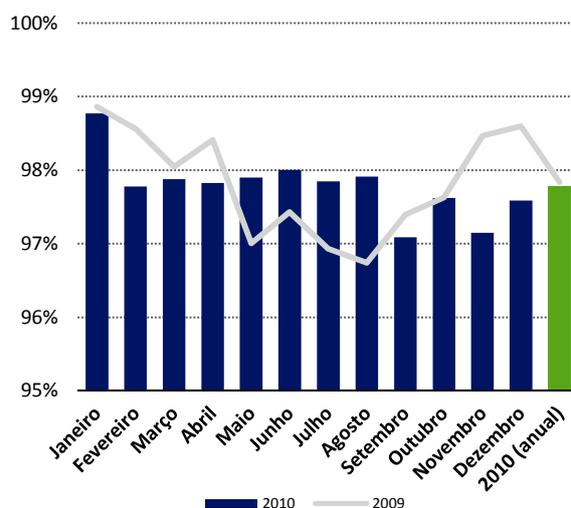
- as associadas aos trabalhos de remodelação no posto de corte da Caniçada e à criação da nova interligação a 400 kV entre Lagoaça e Aldeadávila;
- as das linhas Batalha-Ribatejo (400 kV) e Carregado-Rio Maior 1, 2 e 3 (220 kV), de natureza fortuita, na sequência da queda de apoios provocada pela intempérie severa na região noroeste de Lisboa, no dia 23 de Dezembro de 2009;
- as das linhas Portimão-Tunes 1 e 2 (150 kV), de natureza fortuita, na sequência da queda de apoios provocada pela intempérie severa registada na região do Algarve, no mesmo dia 23 de Dezembro de 2009;
- a da linha Penela-Zêzere, igualmente de natureza fortuita, na sequência da queda de apoios provocada por um tornado na zona de Tomar no dia 7 de Dezembro de 2010.

Os congestionamentos resultantes das indisponibilidades fortuitas das linhas Batalha-Ribatejo (400 kV), Carregado-Rio Maior 1, 2 e 3 (220 kV) e Penela-Zêzere foram resolvidos por um conjunto de restrições à geração a sul de Santarém, nomeadamente nas centrais do Ribatejo, de Setúbal, de Sines e do Alqueva.

Por seu lado, os congestionamentos que resultaram das indisponibilidades fortuitas das linhas Portimão-Tunes 1 e 2 (150 kV) foram solucionados à custa do arranque das turbinas a gás localizadas na central de Tunes.

Apesar destas indisponibilidades e doutras, também de longa duração, associadas, dum modo geral, a programas de remodelação de linhas e de equipamentos das subestações, o valor da taxa combinada de disponibilidade em 2010 – 97,78% – foi superior ao nível de indiferença (meta – 97,5%) fixado pela entidade reguladora. A figura seguinte representa a sua evolução mensal ao longo do ano.

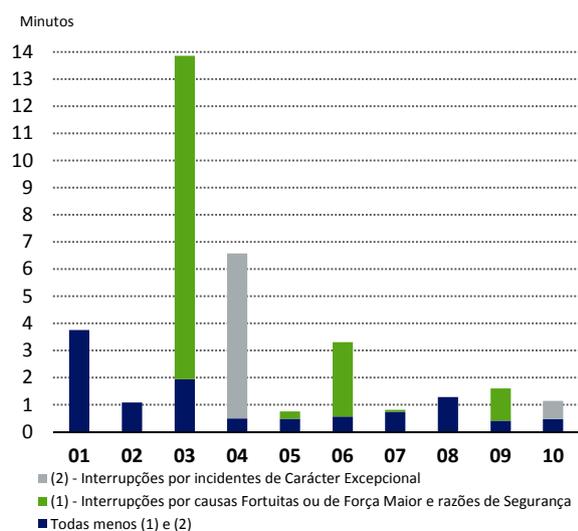
TAXA COMBINADA DE DISPONIBILIDADE



Qualidade de serviço

A qualidade de serviço da RNT, entendida como segurança e continuidade do abastecimento de energia eléctrica com características técnicas adequadas, situou-se num nível elevado, sendo o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) de um minuto e nove segundos. Dito de outra forma, a REN alimentou de energia eléctrica os diversos pontos de entrega aos clientes em 99,99978% do tempo (cerca de 999 horas, 59 minutos e 52 segundos, por cada 1000 horas).

EVOLUÇÃO DO TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE - TIE



Da análise do gráfico pode constatar-se uma melhoria sustentada da continuidade de serviço nos últimos anos, excluídas as situações pontuais e de carácter excepcional.

Em 2010, prosseguiu 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.

O nível global da qualidade da energia eléctrica depende do número de incidentes que afectam a rede de transporte. Em 2010, o número de incidentes e perturbações aumentou 13,8% em relação a 2009, para 273. Destes, 210 tiveram origem na rede de MAT, 34 na rede de alta tensão (AT) e 29 noutras redes, com impacto nas redes MAT e AT da REN.

Apenas oito incidentes (2,9% do total) provocaram interrupções no abastecimento de energia eléctrica aos clientes. Três destes incidentes causaram interrupções longas (> três minutos), com uma Energia Não Fornecida (ENF) associada de 114,9 MWh.

O desempenho da rede de transporte também pode ser demonstrado através do indicador “Vulnerabilidade”, que traduz a capacidade de a rede de transporte não cortar o abastecimento de energia eléctrica aos consumidores na sequência dum incidente, qualquer que seja a sua origem (inclui também os incidentes causados por força maior). Este indicador é um rácio entre o número de interrupções de abastecimento e o número de incidentes.

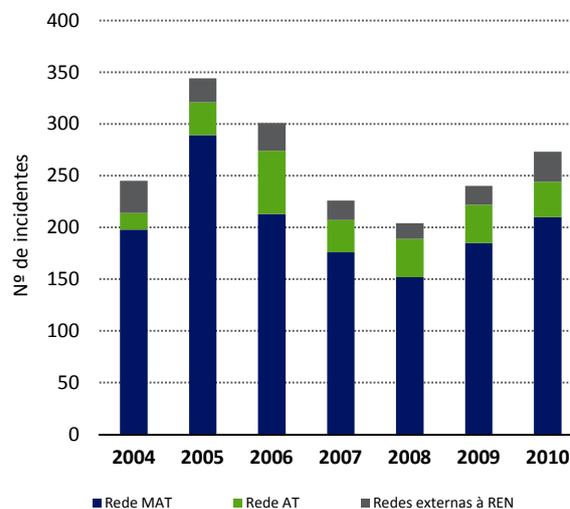
Em 2010, a rede de transporte registou em média 0,0110 interrupções longas (> três minutos) e 0,0183 interrupções curtas (entre um segundo e três minutos) por incidente.

Este indicador registou em 2010 um novo mínimo histórico e situa-se agora abaixo dos 3%, o que evidencia o bom funcionamento dos automatismos instalados na rede de transporte.

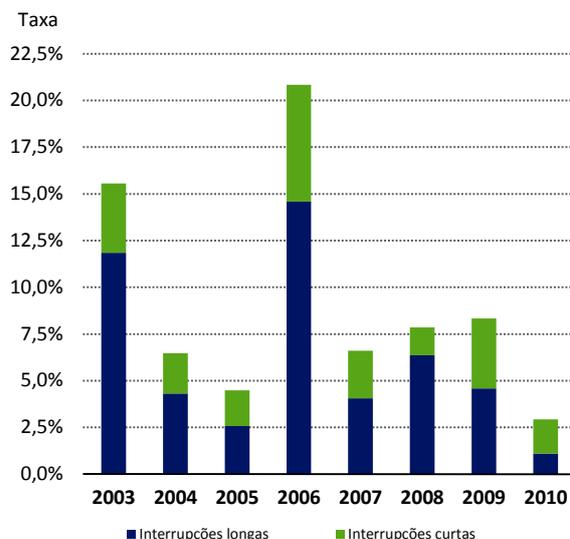
O modo como a rede de transporte de electricidade é planeada e as técnicas utilizadas na sua exploração são factores fundamentais para a obtenção deste resultado. Com efeito, a característica “malhada” da rede de

transporte, com um número reduzido de instalações mono-alimentadas, permite minimizar as consequências dos incidentes para os consumidores.

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE INCIDENTES



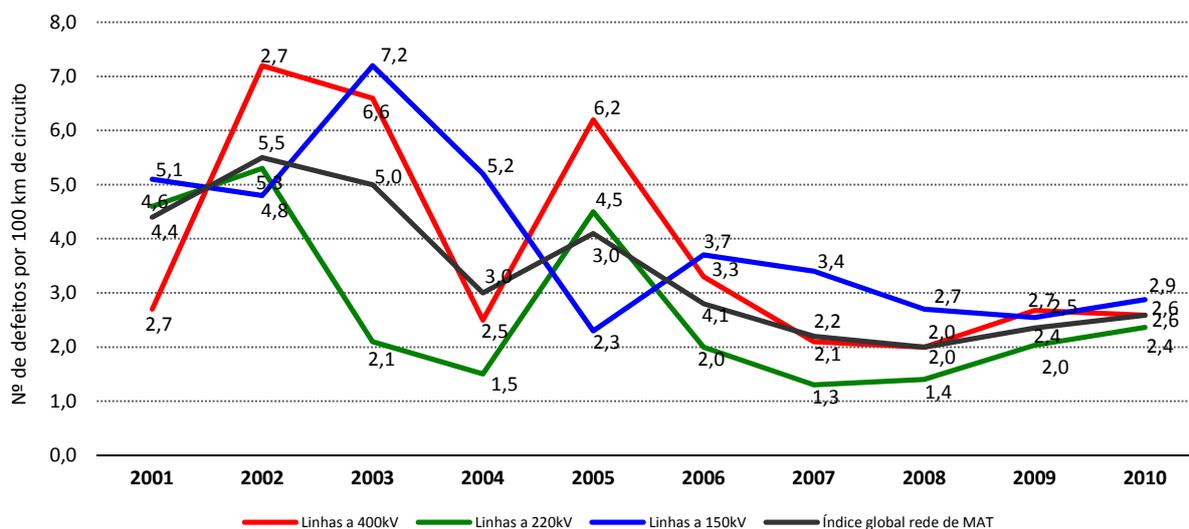
EVOLUÇÃO DA VULNERABILIDADE DA REDE DE TRANSPORTE



Desempenho das linhas

Em 2010, as linhas da RNT tiveram um desempenho global satisfatório. A taxa global de disponibilidade dos circuitos de linha, incluindo os painéis terminais, foi de 97,49%, um valor ligeiramente inferior (-0,3%) ao do ano anterior. O gráfico seguinte ilustra o desempenho das linhas nos últimos anos, por nível de tensão, no que respeita ao número de defeitos por 100 quilómetros de circuito.

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE DEFEITOS COM ORIGEM EM LINHAS DA RNT POR 100 KM DE CIRCUITO



Apesar dum ligeiro agravamento, os valores de 2010 são significativamente inferiores à média dos últimos 10 anos. O índice global da rede MAT teve um agravamento de 10,2% face a 2009 e situa-se agora nos 2,59 defeitos por 100 km de circuito. Este agravamento deveu-se, sobretudo, a um aumento do número de incidentes por descarga atmosférica.

Apesar do ligeiro agravamento em 2010, os resultados comprovam a eficácia das seguintes medidas preventivas adoptadas nos últimos anos:

- rejuvenescimento de diversas linhas, com reforço da capacidade de transporte (*upratings*) e substituição de cadeias de isoladores e acessórios;
- melhoria da blindagem contra descargas atmosféricas;
- substituição de isoladores cerâmicos e de vidro por isoladores compósitos em linhas críticas instaladas em zonas de forte poluição;
- montagem de plataformas de nidificação e de dispositivos dissuasores de poiso de aves nas cadeias de isoladores, em linhas que afectam as aves, essencialmente cegonhas;
- inspecção visual aérea periódica com termografia e medição de distâncias com tecnologia laser, que permite uma intervenção eficaz por geo-referenciação de anomalias;
- monitorização da contaminação dos isoladores e, quando necessário, realização de lavagens estivais mais eficazes;

- vigilância periódica 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 (78% do total) que afectaram instalações da REN teve origem nas linhas aéreas e as causas principais foram, uma vez mais, as descargas atmosféricas (31%) e as cegonhas (17%).

Desempenho das subestações

Dum modo geral, as subestações tiveram um bom comportamento em serviço. O número de avarias em disjuntores foi significativamente inferior ao de 2009. Embora o número de avarias nos transformadores tivesse aumentado, a exploração das redes não foi, na maioria dos casos, afectada. A taxa global de disponibilidade de transformadores e auto-transformadores, incluindo os respectivos painéis, situou-se nos 98,66%, um valor ligeiramente superior ao de 2009 (+0,7%), apesar das inúmeras remodelações e substituições de equipamento AT e de transformadores de potência em 2010.

No Relatório de Qualidade de Serviço, que a REN publica anualmente, estes assuntos são tratados com maior profundidade técnica.

Benchmarking internacional

Em 2010, foram conhecidos os resultados da comparação internacional ITOMS (*International Transmission Operations & Maintenance Study*), que se realiza de dois em dois anos, com empresas congéneres de todo o mundo, relativa ao desempenho e às práticas no domínio da operação local e da manutenção da rede.

Os resultados deste estudo mostram uma melhoria progressiva e sustentada da REN face às suas congéneres internacionais e posicionam a empresa num patamar equivalente ao das suas congéneres europeias em termos de eficiência e de desempenho dos seus activos técnicos.

Projectos concluídos em 2010

Em 2010, concluiu-se na RNT um conjunto importante de novos projectos que contribuíram para o aumento da capacidade de recepção de energia proveniente de fontes renováveis, para o incremento das capacidades de troca de energia com a rede de Espanha e ainda para o reforço das condições de alimentação às redes de distribuição.

Durante o ano, foi ampliada a subestação de Lagoaça, no Douro Internacional, com a introdução do nível de 400 kV e de autotransformação 400/220 kV (duas unidades de 450 MVA) e a conclusão das linhas a 400 kV, Armamar - Lagoaça e Lagoaça - Aldeadávila, para reforço da interligação com Espanha. Nesta zona houve também diversas alterações na topologia da rede de 220 kV, de que resultou, em particular, o estabelecimento de duas ligações entre Pocinho e Aldeadávila. Estes projectos contribuíram decisivamente para um aumento da capacidade de troca com Espanha, na ordem dos 200 a 400 MW.

Ainda nesta zona, foram também construídas as novas linhas Bemposta - Lagoaça 3, a 400 kV, e Picote - Lagoaça 2, a 220 kV, tendo em vista a recepção da energia proveniente dos reforços de potência nos aproveitamentos de Picote e Bemposta.

Na zona central do Douro Nacional, entrou em exploração a nova subestação 400/220 kV de Armamar, equipada com um autotransformador 400/220 kV de 450 MVA, para a qual foram desviadas as linhas a 220 kV Pocinho-Valdigem 1 e 2, Valeira-Valdigem 1 e 2 e Valdigem-Carrapatelo 2 e 3. O eixo Valdigem/Armamar-Bodiosa-Paraimo, que estava a 220 kV, passou a ser explorado também a 400 kV. Este conjunto de reforços proporcionou a recepção de montantes superiores de energias renováveis nas zonas centro/interior norte e a melhoria das capacidades de interligação com Espanha.

Também na região centro, foi aberta na subestação de Tábua a linha a 220 kV Vila Chã - Pereiros 2, facilitando a recepção de energia renovável nesta zona.

Na região centro litoral, entrou em serviço a nova linha Batalha - Lavos, a 400 kV, relevante para o escoamento da produção da central de Lares.

Na zona do Tejo, foram estabelecidas as duas ligações a 400 kV Central do Pego - Pego 3 e 4, para ligação dos dois grupos de ciclo combinado a gás natural da central da ElecGás.

No Algarve, ficaram concluídos os desvios da linha a 150 kV Tunes - Estói para a futura subestação de Tavira, a qual constituirá um ponto de apoio à recepção de energia renovável e à nova interligação a 400 kV com Espanha, no Algarve.

Nos postos de corte de 150 kV da Caniçada e de 220 kV do Picote, foram concluídas e realizadas, respectivamente, profundas obras de remodelação, em virtude do avançado estado de obsolescência dos equipamentos.

Foram colocados em serviço sete novos transformadores com uma potência total de 1058 MVA e três novos auto-transformadores (1350 MVA). A capacidade de transporte de algumas linhas mais antigas foi reforçada e foram instalados 140 Mvar em novas baterias de condensadores, dos quais 100 Mvar ligados ao nível de 220 kV.



Construção de linhas

Investimento na RNT

Reforço da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha

- No Algarve, uma nova interligação a 400 kV entre a futura subestação de Tavira e as de Puebla de Guzmán e de Guillena, na rede espanhola;
- No Minho, uma nova interligação a 400 kV entre a futura instalação de Viana do Castelo, do lado português, e as de Covelo e Boborás, do lado espanhol.

Ligação à RNT de produtores em regime especial

- Fecho em Trás-os-Montes de uma malha a 220 kV 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;
- Concretização duma ligação a 220 kV entre as subestações de Vila Pouca de Aguiar e do Carrapateiro, contornando a Serra do Alvão pelo norte; esta ligação será construída como dupla de 400+220 kV na maior parte do seu traçado para preparar a futura integração na RNT das centrais do PNBEPH localizadas na bacia do Alto e Médio Tâmega;
- Remodelação da actual linha a 220 kV Carrapateiro-Estarreja 1, parte como dupla de 400+220 kV, parte para dupla de 220 kV;
- Construção de uma nova linha entre a Falagueira e Castelo Branco, construída como dupla de 400+150 kV mas de início a operar apenas a 150 kV;
- Edificação duma nova linha de 400+220 kV entre as zonas de Castelo Branco e de Ferro e abertura de nova subestação na zona da Covilhã, ligada à Falagueira a 400 kV.

Ligação de novos grandes centros produtores à RNT em regime ordinário

- Construção do posto de corte a 400 kV em Vieira do Minho e implementação de duas ligações, também a 400 kV, entre aquele posto de corte e Pedralva, para ligação dos reforços de potência de Venda Nova (Venda Nova III) e de Salamonde (Salamonde II);
- Estabelecimento das novas ligações a 400 kV Lavos-Paraimo, na região Centro, e 'Marateca'-Fanhões, na zona de Lisboa/Setúbal, para integração na RNT de novas centrais de ciclo combinado a gás natural relativamente às quais a DGEG fixou reserva de capacidade.

Apoio às redes de distribuição para melhorar a alimentação de grandes pólos de consumo

- No Minho, abertura de subestação de 400/60 kV na zona de Fafe, servindo igualmente os concelhos limítrofes de Guimarães, Vizela e Felgueiras;
- Na região de Trás-os-Montes, nova subestação 220/60 kV de Valpaços, que proporcionará uma melhoria no abastecimento também dos concelhos vizinhos, com destaque para o de Chaves, onde poderá ser desactivada uma instalação antiga e provisória com menor fiabilidade;

- No Porto, novo injectador 220/60 kV de Prelada, que terá também uma ligação em circuito subterrâneo de 220 kV a Vermoim, e a remodelação para 220/60 kV da actual subestação 150/60 kV de Ermesinde, alimentada através de duas novas ligações de 220 kV constituídas parte em circuito aéreo e parte em cabo subterrâneo;
- Na zona sul do Douro junto ao litoral, a criação da subestação 400/60 kV de Feira, alimentando consumos nos concelhos de S. João da Madeira, Feira e Arouca;
- Na zona norte de Lisboa, reconversão para dupla de 400+220 kV da actual linha simples de 220 kV Carregado - Rio Maior 1, reforçando a capacidade norte-sul na alimentação à Grande Lisboa;
- Na região de Lisboa, abertura das subestações 220/60 kV do Zambujal e do Alto de S. João, ambas alimentadas por circuitos subterrâneos, no primeiro caso com dois cabos provenientes do Alto de Mira (já construídos e em operação a 60 kV) e, no segundo, com dois cabos mas oriundos de Sacavém/Prior Velho;
- Na Península de Setúbal, abertura da subestação 400/60 kV do Montijo, introdução dos 400 kV na de Fernão Ferro e conclusão da segunda linha a 150 kV entre as subestações de Fernão Ferro e Trafaria;
- No Algarve, abertura da subestação 400/150/60 kV de Tavira e estabelecimento de novos circuitos a 150 kV entre as subestações de Portimão e de Tunes e a 400 kV entre as de Portimão e Tavira.

Alimentação de grandes clientes em muito alta tensão (MAT)

Para ligação de grandes consumidores em MAT referem-se os reforços da RNT relacionados com a necessidade de fornecer alimentação à linha ferroviária de alta velocidade no troço português do eixo Lisboa - Madrid, para o que está previsto o fecho a 400 kV entre as subestações de Falagueira e Palmela, através do novo eixo Falagueira - Estremoz-Divor (Évora)-Pegões-Palmela, e o estabelecimento de ligações de alimentação a subestações de tracção ferroviária a partir das subestações da RNT de Estremoz, Divor e Pegões.



Infra-estruturas da REN

Produção em Regime Especial

A REN tem participado activamente no trabalho desenvolvido em Portugal no domínio das energias renováveis, cabendo-lhe uma quota-parte importante do esforço desenvolvido com os promotores de energias renováveis para a integração de fontes de energia renováveis (FER) no Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Nos últimos anos, o peso do consumo de energia eléctrica de origem renovável tem crescido, nomeadamente a produção em regime especial (PRE), com destaque para a produção eólica.

A PRE é regida por legislação específica e inclui as pequenas centrais hidroeléctricas (pequenos aproveitamentos hidroeléctricos com potência instalada inferior a 10 MVA), as centrais eólicas, as centrais fotovoltaicas, as centrais de cogeração, as centrais de biomassa, as centrais de resíduos e outras tecnologias, como o aproveitamento da energia das ondas, que utilizam fontes de energia renovável.

A actividade da REN na coordenação dos processos de ligação e na integração de projectos PRE na rede, particularmente os que se ligam à RNT, desenvolveu-se em várias frentes:

- na previsão dos volumes de energia produzidos e na resolução dos problemas de gestão da produção eléctrica necessária para satisfazer os consumos;
- no planeamento da capacidade de recepção da produção descentralizada, dos reforços de rede necessários e das condições técnicas de ligação;
- no desenvolvimento de projectos, no planeamento das obras e na execução dos trabalhos sob responsabilidade da REN e no acompanhamento das obras sob responsabilidade dos promotores;
- na participação e acompanhamento nas vistorias e na execução das ligações à rede, na definição dos sistemas de protecção, dos sistemas de comunicação, dos sistemas de comando e controlo e dos sistemas de contagem e de fronteira com os mercados e do controlo operacional da exploração e da execução dessa operação através dos Centros de Controlo de Despacho.



Turbina eólica

Em 2010, foram ligados directamente à RNT cinco parques eólicos, aos quais vai corresponder, quando estiverem totalmente equipados, uma potência instalada final de 592 MW, como 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 do Alto Douro	206	170	220	Valdigem
Parque Eólico da Raia	100	82	220	Ferro
Parque Eólico das Beiras	90	74	220	Tábua
Parque Eólico do Alto da Coutada ¹	100	84	60	Vila Pouca de Aguiar
Parque Eólico da Terra Fria	96	80	60	Frades
Total	592	490		



Alto Douro



Raia



Beiras



Alto da Coutada



Terra Fria

¹ O Parque Eólico do Alto da Coutada ligou provisoriamente no nível de tensão de 60 kV da Subestação de Vila Pouca de Aguiar.

Gás natural

Exploração da RNTGN

Em 2010, as entradas de gás natural na infra-estrutura explorada pela concessionária da RNTGN, excluindo as quantidades de trânsito internacional, efectuaram-se sobretudo por Sines (54%), provenientes da regaseificação de gás natural liquefeito no Terminal de Sines da REN Atlântico. O restante (45%), predominantemente oriundo da Argélia através do gasoduto do Magrebe, entrou por Campo Maior. Ao longo do ano, as entradas por Valença aumentaram, representando 1% do total das entradas no sistema nacional.

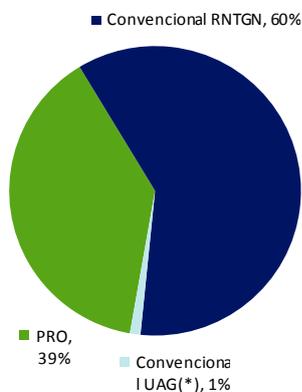
Em 2010, os 58.319 GWh (cerca de 4,90 bcm) transportados através da RNTGN incluíram o consumo nacional em alta pressão e a injeção de gás natural no armazenamento subterrâneo, que atingiu 1.195 GWh (cerca de 0,100 bcm).

A procura de gás natural em Portugal, discriminada no quadro seguinte, aumentou 9,1% em relação a 2009.

SEGMENTO DE MERCADO	Procura de gás natural (GWh)		Variação (%)
	2009	2010	
Produção de electricidade em regime ordinário	23.499	22.296	-5,1%
Mercado convencional RNTGN	28.901	34.828	20,5%
Mercado convencional UAG	568	677	19,2%
Total	52.968	57.801	9,1%

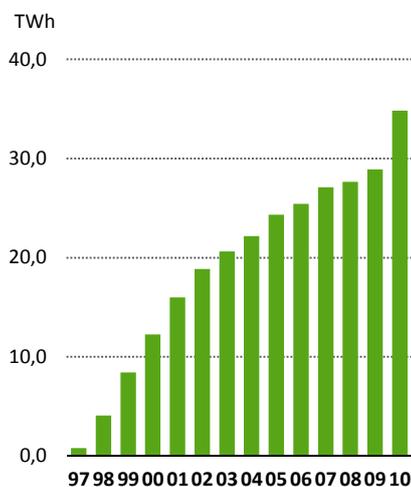
O gráfico seguinte representa o peso dos diversos segmentos de mercado.

SEGMENTOS DE MERCADO



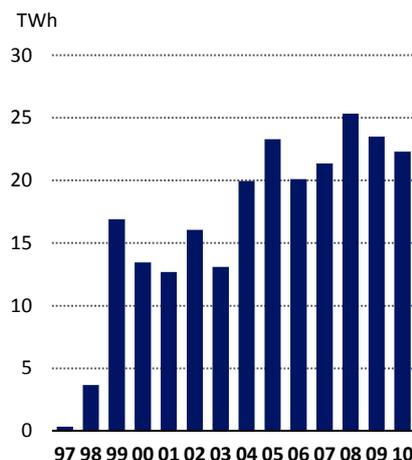
A figura seguinte mostra os consumos no sector convencional desde o arranque do gás natural em Portugal.

EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GN - MERCADO CONVENCIONAL



Da conjugação destes factores resultaram os consumos anuais mostrados na seguinte figura.

EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GN PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA EM REGIME ORDINÁRIO



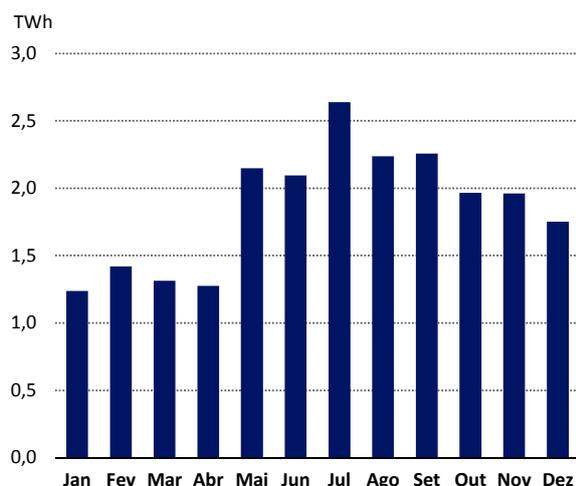
No mercado convencional, a variação de 2009 para 2010 foi superior ao crescimento dos anos anteriores. Para isso, contribuiu o arranque e a entrada em pleno funcionamento do abastecimento em alta pressão a novos clientes.

No 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 presente e com o contributo da produção de energia eléctrica em regime especial. Neste segmento, a

energia eólica teve um peso crescente e aumentou cerca de 10% face à potência instalada no final de 2009.

A potência instalada em Portugal no final do ano era de 3.702 MW, próxima da potência instalada em centrais de ciclo combinado a gás natural. Este aumento deveu-se também ao efeito do funcionamento do mercado ao seleccionar as suas fontes de electricidade, dada a sua sensibilidade às variações dos preços das matérias-primas.

PROCURA DE GN PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA EM REGIME ORDINÁRIO EM 2010



Devido ao regime hidrológico, que influenciou os baixos consumos de gás nos primeiros quatro meses do ano, à competitividade do gás face ao carvão e ao aumento do peso da energia eólica, a procura deste segmento teve a evolução acima apresentada.

Terminal de GNL de Sines

Em 2010, intensificaram-se os trabalhos de construção associados ao projecto de expansão do terminal de GNL de Sines. A primeira fase deste projecto, que consistiu na construção do novo sistema de água do mar e da nova linha na estação de medida, foi concluída.

Como resultado, a capacidade de emissão de gás natural do terminal de GNL de Sines aumentou de 900.000 m³(n)/h para 1.125.000 m³ (n)/h. O sistema de água do mar do terminal ficou preparado para receber a expansão futura da emissão de gás natural até 1.800.000 m³(n)/h.

Relativamente à actividade de exploração, o Terminal de GNL de Sines recebeu 36 navios, que descarregaram 29,6 TWh no total, e emitiu cerca de 30,8 TWh para a rede. Carregaram-se 2.224 cisternas, o que corresponde a 673,6 GWh no total.

A indisponibilidade total foi de 104 horas, das quais 96 foram planeadas e motivadas por actividades relacionadas com o projecto de expansão, o que corresponde a uma disponibilidade de 98,77% da instalação.



Nova tomada de água do mar

REN Armazenagem

Em 2010, foram extraídos 1.094 GWh e injectados 931 GWh de gás natural nas cavernas da REN Armazenagem, com consumos na ordem dos 7 GWh. Quanto à utilização das instalações de superfície, a movimentação total de gás natural foi de 2.600 GWh, repartidos em 1.405 GWh de extracção e em 1.195 GWh de injeccção, com 10 GWh de auto-consumo. Armazenaram-se as seguintes quantidades:

EXISTÊNCIAS DE GÁS NATURAL NA REN ARMAZENAGEM (GWH)

A 31 de Dezembro de 2009	A 31 de Dezembro de 2010	Varição 2009/2010 (energia)
1.465	1.295	-12 %

Nota: as quantias indicadas não incluem o *cushion gas*.

As quantidades armazenadas no final de 2010 diminuíram 12% em relação ao final de 2009.

A 31 de Dezembro de 2010, as características nominais das capacidades das três cavidades da REN Armazenagem em operação eram as seguintes:

CAPACIDADES DAS INFRA-ESTRUTURAS DA REN ARMAZENAGEM	2009	2010
[GWh]		
Capacidade máxima	1.705	1.699
Capacidade máxima efectiva após restrições técnicas	1.551	1.521
Capacidade comercialmente disponível	1.491	1.461
Gás técnico (<i>cushion gas</i>)	1.591	1.591

Notas:

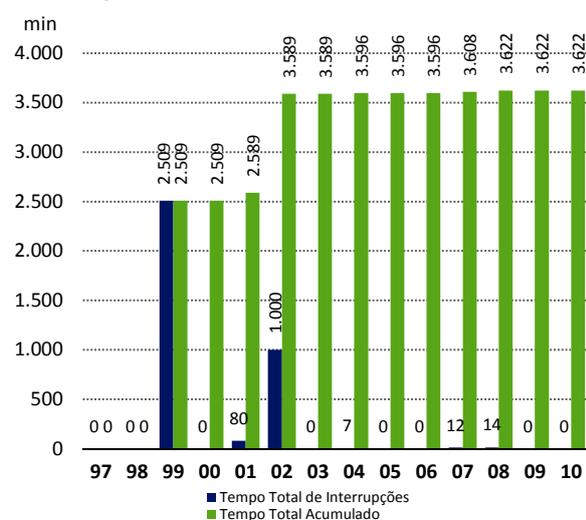
- *Cushion gas*: volume de gás imobilizado para garantir a pressão de estabilidade estrutural das cavidades;
- Capacidade máxima: capacidade máxima, deduzido o valor do respectivo cushion gas;
- Capacidade máxima efectiva após restrições técnicas: capacidade máxima deduzida do valor das restrições técnicas de utilização das cavidades;
- Capacidade comercialmente disponível: capacidade máxima efectiva após restrições técnicas subtraída da capacidade atribuída ao Gestor Técnico Global do SNGN para reservas operacionais.

Qualidade de serviço

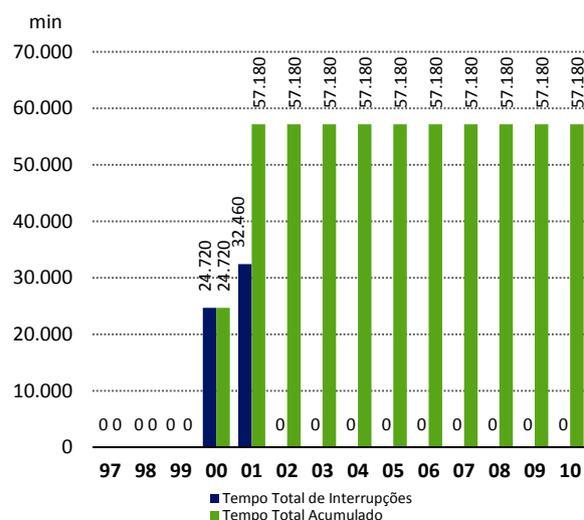
O desempenho da continuidade de serviço voltou a ser excelente em 2010, uma vez que não ocorreu nenhuma interrupção de serviço e todos os indicadores das características do gás natural ficaram compreendidos entre os limites definidos no RQS.

Os valores históricos, anuais e acumulados, para as interrupções controláveis, acidentais e programadas, desde o início da exploração da RNTGN, são apresentados nos gráficos seguintes:

INTERRUPÇÕES CONTROLÁVEIS ACIDENTAIS



INTERRUPÇÕES CONTROLÁVEIS PROGRAMADAS



Durante o ano, foi alcançado o objectivo de zero incidentes por ano por cada 1000 km de infra-estrutura de transporte em alta pressão no indicador acumulado de índice de incidentes com fuga não intencional de gás, publicado pelo *European Gas Pipeline Incident Data Group* (EGIG).

Em 31 de Dezembro de 2010, os indicadores definidos no art.º 13 do Regulamento da Qualidade de Serviço do Sector do Gás Natural tiveram o seguinte desempenho anual:

INDICADORES GERAIS PARA A QUALIDADE DE SERVIÇO DA REN ARMAZENAGEM

Cumprimento das nomeações de extracção de gás natural	100%
Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural	99,45%
Cumprimento energético de armazenamento	100,58%

Notas:

- Cumprimento das nomeações de extracção de gás natural: quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações;
- Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural: quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações;
- Cumprimento energético de armazenamento: determinado com base no erro quadrático médio da energia extraída e injectada no armazenamento subterrâneo nomeada relativamente à energia extraída e injectada.

Investimentos em 2010

Em 2010, a REN Gasodutos prosseguiu a execução do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (PDIR), que abrange os três anos gás compreendidos entre 1 de Julho de 2008 e 30 de Junho de 2011.

Este PDIR inclui projectos de desenvolvimento e de expansão da RNTGN, de investimentos de reforço interno e de remodelação, e de ligação à RNDGN e a clientes.

No âmbito dos projectos de ligação à RNDGN e a clientes, a REN Gasodutos pôs em funcionamento um novo ponto de entrega em Vila Velha de Ródão para assegurar o abastecimento à Beiragás e aumentou a capacidade das GRMS de Valongo, de Pombal e do Chaparral.

A alteração de mais cinco estações de derivação para estações de junção foi concluída com êxito, no âmbito do projecto que se iniciou em 2008 e cuja conclusão está prevista para 2011, abrangendo 14 instalações. A nova estação de Fronteira de Campo Maior, que inclui o controlo de caudal, o fluxo bidireccional e a medição fiscal, entrou em serviço.

Entraram em exploração os novos ramais que abastecem a refinaria da Galp Energia em Leça da Palmeira, a nova central de ciclo combinado a gás natural do Pêgo para a Tejo Energia, em Abrantes, e a EDP – Gestão de Produção

de Energia no Barreiro. Estas duas últimas infra-estruturas estão em exploração comercial.

O montante total de entradas em exploração foi de cerca de 47 milhões de euros.



Caverna de armazenagem de gás no Carriço

Outros negócios

REN Trading

A REN Trading, uma empresa detida a 100% pela REN - Redes Energéticas Nacionais, gere, até ao seu termo, os contratos de aquisição de energia (CAE) não sujeitos a cessação antecipada, de acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Neste contexto, a REN Trading gere o CAE com a Tejo Energia, referente ao centro electroprodutor térmico do Pego (600 MW), e o CAE com a Turbogás, referente ao centro electroprodutor térmico da Tapada do Outeiro (990 MW). O objectivo da empresa é maximizar os proveitos com a venda de energia e a prestação de serviços de sistema e minimizar os custos dos CAE, de acordo com o Despacho n.º 11210/2008 da ERSE.

A REN Trading adquire às centrais do Pego e da Turbogás a totalidade da energia produzida e dos serviços de sistema, e controla diariamente toda a informação relevante para a formação dos encargos e a validação da facturação. Paralelamente, a REN Trading acompanha o mercado de licenças de emissão de CO₂, gerindo as alocações de licenças e as obrigações legais das centrais.

A empresa acompanha os mercados de combustíveis (de carvão e gás natural) e seus indexantes, assim como o Acordo de Gestão de Consumos de gás natural (AGC) estabelecido com a Galp Gás Natural.

As negociações iniciadas em 2008 entre a REN Trading e a Galp Gás Natural para a revisão do AGC terminaram em Abril de 2010 e levaram à revisão das condições de aquisição do gás natural para a central da Turbogás, o que resultou numa redução do preço do gás a partir de 1 de Janeiro de 2010 e na redução retroactiva do preço para 2008 e 2009. Desta revisão resultou o recebimento, em benefício dos consumidores de energia eléctrica, de 5,5 milhões de euros para cada um dos dois anos. De acordo com a regulamentação do sector eléctrico, esta redução do preço do gás natural repercutiu-se no cálculo do incentivo I₂ para 2008 e 2009, o que resultou num benefício total para a REN Trading na ordem dos 0,7 milhões de euros.

As operações no mercado europeu de licenças de emissão (ETS - *Emissions Trading Scheme*) registaram volumes elevados, nomeadamente nas bolsas *Bluenext* e *European Climate Exchange* (ECX). Pelo contrário, na plataforma *Nord Pool*, o volume de negócios teve uma quebra significativa.

À REN Trading compete gerir as licenças de emissão de CO₂ e definir uma estratégia de gestão do carbono para as duas centrais, o que compreende a compra e a venda de licenças assim como a troca (*swap*) de EUA (*European Unit Allowances*) por CER (*Certified Emissions Reductions*).

A energia eléctrica é sobretudo vendida no Mercado Ibérico de Electricidade através de ofertas diárias de venda no OMEL.

Para melhorar os resultados e cobrir o risco de mercado, a REN Trading participou nos leilões CESUR ao longo de 2010, onde vendeu energia em carga base e em período de ponta no primeiro, no segundo e no terceiro trimestres do ano a preços bastante favoráveis em relação ao mercado *spot*, o que originou resultados muito positivos em benefício dos consumidores de energia eléctrica.

Em 2010, o mercado de serviços de sistema continuou a registar volumes significativos e teve um grande crescimento no resultado global das vendas da REN Trading. Neste mercado, o gestor de sistema contrata regulação secundária (telerregulação) e/ou regulação terciária (variação de carga em tempo real), que são serviços essenciais a uma exploração técnica eficiente do sistema eléctrico.

Sendo a REN Trading uma empresa regulada, a ERSE estabeleceu no seu Despacho n.º 11210/2008, de 8 de Abril, um conjunto de incentivos que define métodos de partilha dos benefícios das actividades reguladas entre os consumidores de energia eléctrica e a empresa. No seu Anexo II, este despacho estabelece os valores anuais dos parâmetros a utilizar no cálculo dos incentivos.

O montante final do incentivo resulta do desempenho da empresa nas duas áreas da sua actuação, ou seja, na optimização das vendas de energia das centrais e na minimização dos custos de aquisição de gás natural ou de licenças de emissão de CO₂.

Em 2010, os resultados operacionais da empresa corresponderam ao somatório dos incentivos definidos pela ERSE, que se identificam a seguir:

I₁ – Incentivo relativo à venda eficiente da produção da Turbogás em mercado: limitado a 1 milhão de euros, totalmente atingido;

I₂ – Incentivo relativo à compra eficiente de gás natural: limitado a 1 milhão de euros, atingido um valor estimado em cerca de 0,8 milhões de euros, onde não está incluído o recebimento retroactivo de 2008 e 2009, já referido;

I₃ – Incentivo relativo à venda eficiente da produção do Pego em mercado: limitado a 1 milhão de euros, tendo-se atingido 0,6 milhões de euros;

ICO₂ – Incentivo relativo à gestão eficiente das licenças de emissão do CO₂: limitado a 2,72 milhões de euros, em 2010 o valor obtido foi de 0,3 milhões de euros;

Swaps – Incentivo para a optimização das trocas de EUA por CER no mercado de CO₂: este incentivo não tem valor limite; o valor obtido foi de 0,5 milhões de euros.

OMIP e OMIClear

A actividade desenvolvida pelo OMIP e pela OMIClear deu em 2010 um contributo importante para o desenvolvimento do mercado ibérico de energia.

No plano organizativo, a REN SGPS constituiu a OMIP SGPS, uma sociedade participada a 10% pela homóloga espanhola OMEL que passou a deter 100% do capital do OMIP e assumiu a gestão da participação de 10% que o OMIP já detinha no OMEL.

Para se consolidar como entidade que assegurará as funções de compensação, de contraparte central e de gestão de risco e liquidação no âmbito do OMIP, a OMIClear abriu uma sucursal em Espanha, que iniciará a sua actividade em 2011.

Em 1 de Julho de 2010, o OMIP e a OMIClear adoptaram novas plataformas informáticas de negociação e de compensação. Enquanto que para a negociação se optou por uma licença de utilização dum sistema de referência no mercado europeu da energia, para a compensação foi desenvolvido um sistema próprio da OMIClear, ao nível das melhores soluções tecnológicas no mercado.

As seguintes iniciativas e projectos foram determinantes para o desenvolvimento do negócio:

- Acções de marketing para captar novos membros e promover uma participação activa nos produtos e serviços do OMIP e da OMIClear;
- Constituição de três comités de membros, em Portugal, em Espanha e no Reino Unido;
- Promoção de *market makers*, que resultou na adesão do comercializador Nexus em 1 de Janeiro de 2011, juntando-se assim ao Deutsche Bank, Citigroup e EGL España, bem como no aumento dos *produtos cotados*, que agora incluem os primeiros dois meses, dois trimestres e dois anos listados a cada momento para negociação;
- Adopção, para fidelização dos clientes, duma política de *holiday fee* nas comissões de compensação durante o primeiro semestre de 2010;
- Colaboração com a Rede Eléctrica Nacional na instalação da Entidade Emissora de Garantias de Origem de produção em regime de cogeração;

- Colaboração com a Rede Eléctrica Nacional na celebração de Contratos de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade e respectiva facturação;
- Criação dum novo site.

Os resultados do mercado de derivados do MIBEL reflectiram uma actividade muito positiva em 2010, no seguimento da tendência dos exercícios anteriores. O volume na compensação, que inclui a negociação e o registo de operações bilaterais, foi de 55,2 TWh, o que correspondeu a um valor nocional negociado de 2.406 milhões de euros.

A nível dos preços, verifica-se uma tendência sustentada de preços inferiores na Península Ibérica relativamente aos mercados da Europa continental, em várias das maturidades negociadas. É o caso do contrato anual para 2011, que se negociou em 2010 e cuja evolução se apresenta abaixo para Portugal, Espanha, França e Alemanha (nestes últimos casos, preços da EEX).



RENTELECOM

O Grupo REN está no negócio das telecomunicações através da RENTELECOM, uma empresa certificada pela APCER de acordo com as normas NP EN ISO 9001, NP EN ISO 14001 e OHSAS 18001.

A RENTELECOM foi criada para rentabilizar a capacidade excedentária da rede de telecomunicações de segurança da REN - Rede Eléctrica Nacional, tendo posteriormente alargado e diversificado a sua actividade, tanto no plano interno como externo.

A actividade da empresa está centrada na comercialização, na gestão e na manutenção de redes e de sistemas de telecomunicações e na oferta de serviços de voz e de dados, no aluguer de circuitos de transmissão, no aluguer de espaços, nos serviços de *housing* e na cedência de utilização de fibra óptica escura, no âmbito das Tecnologias de Informação.

Em 2010, foi dada especial atenção à oferta de serviços de tecnologias de informação ao sector energético e aos operadores de telecomunicações, mercados historicamente privilegiados pela RENTELECOM. Esta estratégia contribuiu para que o volume de negócios aumentasse 20% em 2010 relativamente ao exercício anterior. Em destaque estiveram os serviços de *housing* (+545%), aluguer de espaços e infra-estruturas de sistemas de telecomunicações (+15%) e manutenção de parques eólicos (+35%). O aluguer de circuitos também aumentou em relação a 2009 (+19%), em linha com a tendência de crescimento iniciada em 2007.

Com o objectivo de reforçar a sua capacidade competitiva no mercado, a RENTELECOM registou-se em 2010 numa ampla base de dados de qualificação de fornecedores no sector das *utilities*. A qualificação de fornecedor obtida para todas as empresas aderentes ao sistema em Portugal, Espanha e Itália, permite à RENTELECOM adquirir visibilidade perante os responsáveis de compras e contratações das empresas aderentes, o que contribuirá para o aumento dos pedidos de apresentação de propostas de serviços.

ENONDAS

A ENONDAS, Energia das Ondas S. A. é concessionária duma zona piloto ao norte de S. Pedro de Moel criada pelo Decreto-Lei nº 05/2008, de 8 de Janeiro, para o aproveitamento das energias marinhas renováveis, especialmente da energia das ondas do mar.

Ao abrigo do contrato de concessão publicado em anexo à Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 1 de Julho, compete à ENONDAS desenvolver a zona piloto, caracterizando-a dos pontos de vista geofísico e ambiental, elaborando o respectivo regulamento de acesso, dotando-a das infra-estruturas necessárias à ligação à rede eléctrica e gerindo um espaço marítimo de 270 km², atraindo promotores.

A ENONDAS deverá também promover o conhecimento científico e tecnológico necessário à produção de electricidade renovável *offshore*, e em especial a partir das ondas do mar, com vista ao aproveitamento deste recurso energético quase inexplorado.

À ENONDAS foi também confiado o licenciamento na zona piloto de instalações de produção de electricidade renovável, o acompanhamento da instalação, dos testes, da exploração e da remoção dos protótipos e a fiscalização da produção de energia eléctrica.

A actividade da ENONDAS iniciou-se em Outubro de 2010 com a elaboração dum plano orçamentado de desenvolvimento a três anos, centrado nas seguintes actividades:

- caracterizações geofísica e ambiental;
- elaboração do regulamento de acesso à zona piloto;
- realização de estudos prévios das infra-estruturas a erigir na zona piloto;
- celebração de protocolos com o sistema científico e tecnológico nas áreas da produção de energias marinhas renováveis.

Estima-se que a zona piloto esteja operacional e pronta para receber os primeiros promotores em Agosto de 2013.

Desempenho financeiro

Resultados em 2010

O resultado líquido de 2010 – 110,3 M€ – foi inferior ao registado em 2009, fruto essencialmente da contabilização de vários itens não recorrentes em 2009 e 2010, nomeadamente:

- constituição, em 2010, de uma provisão para cobertura da contingência associada ao litígio com a Amorim Energia (-12,5 M€) e amortização extraordinária de subsídios no gás (4,2 M€);
- ganhos, em 2009, com a reversão da provisão de cobertura de mais-valia (22,8 M€) e reconhecimento dos desvios tarifários (12,4 M€).

O resultado líquido recorrente, isto é, o resultado líquido expurgado dos montantes acima descritos, registou um crescimento importante (de 10,7% em relação ao ano anterior) tendo-se situado nos 119,8 M€. Caso não se tivesse verificado o agravamento em 2,5 pontos percentuais na taxa de imposto pela aplicação da Lei 12-A/2010, o resultado líquido recorrente teria sido 129,9 M€ (+20,1% que em 2009).

O EBITDA cresceu 12,3% para os 431,4 M€, apesar do impacto negativo da remuneração dos terrenos hídricos (inferior em 11,4 M€ face a 2009). Este crescimento é explicado, em grande medida, pelo aumento da base de activos regulados, com o RAB médio a crescer 6,7% em relação a 2009, à melhoria do desempenho operacional do Grupo, traduzida na redução do OPEX em 6,2%, e no aumento dos outros proveitos operacionais.

A dívida líquida diminuiu 1,8% para os 2.100 M€, essencialmente devido ao recebimento na tarifa de valores acima das previsões de consumos de energia subjacentes ao tarifário da ERSE. Apesar da difícil conjuntura de mercado, marcada pelo aumento pronunciado das *yields* soberanas, o custo médio da dívida fechou o ano nos 3,99% (13 bps acima de 2009).

Principais indicadores	2009	2010	Var.%
[Milhões euros]			
EBITDA	384,1	431,4	12,3%
Resultado financeiro	-73,8	-83,9	13,7%
Resultado líquido	134,0	110,3	-17,7%
Resultado líquido recorrente	108,2	119,8	10,7%
Investimento total	466,3	443,0	-5,0%
RAB médio	2.769,0	2.954,3	6,7%
Dívida líquida	2.138,9	2.100,0	-1,8%

Aplicação da IFRIC 12 *Acordos de concessão de serviço*

Os montantes contabilísticos apresentados reflectem uma alteração de tratamento imposto pela aplicação da IFRIC 12, norma que estabelece os princípios de reconhecimento e mensuração de direitos e obrigações ao abrigo de contratos de concessão.

De acordo com a IFRIC 12, a construção de infra-estruturas pelo operador constitui um serviço que este presta ao concedente, passando os gastos de construção e respectivos rendimentos a ser registados na Demonstração

de Resultados. Desta forma, os gastos de construção das concessionárias (CAPEX a custos directos externos) passam a ser registados como custo operacional, em contrapartida do registo em proveitos de um montante correspondente ao CAPEX destas concessionárias a custos totais (isto é, acrescido dos TPE's). Uma explicação mais detalhada sobre a aplicação da norma IFRIC 12 encontra-se no anexo às demonstrações financeiras consolidadas.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ANALÍTICA	Pré-alteração (IFRIC 12)		Impacto alteração (IFRIC 12, em 2010)	Pós-alteração (IFRIC 12)		Var.%
	2009	2010		2009	2010	
[Milhões euros]						
1) Proveitos operacionais	552,8	556,7	+420,5 (gastos construção + TPE's)	1.010,8	977,1	-3,3%
Remuneração do RAB	186,9	205,1		186,9	205,1	9,7%
Electricidade	111,2	125,3		111,2	125,3	12,7%
Gás	75,7	79,7		75,7	79,7	5,3%
Remuneração dos terrenos hídricos	10,1	-1,3		10,1	-1,3	n.m.
Recuperação de OPEX	99,8	105,4		99,8	105,4	5,6%
Recuperação amortizações (líquidas de subsídios)	141,8	152,9		141,8	152,9	7,8%
Remuneração de activos em fim-de-vida	0,0	5,5		0,0	5,5	n.m.
Incentivo à disponibilidade	0,0	0,3		0,0	0,3	n.m.
Ganhos comerciais	5,4	3,2		5,4	3,2	-40,9%
Juros dos desvios tarifários	6,4	4,0		6,4	4,0	-38,1%
Diferenças de alisamento	15,6	11,3		15,6	11,3	-27,3%
Efeito de neutralidade	0,0	1,0		0,0	1,0	n.m.
Outros proveitos operacionais	50,4	69,3		50,4	69,3	37,4%
Reversão de provisões	36,3	0,0		36,3	0,0	-100,0%
Rendimentos de construção - activos concessionados	0,0	0,0	+420,5 = +394,5 (gastos construção) +25,9 (TPE's)	458,0	420,5	-8,2%
2) OPEX	142,5	134,1	+12,6 (TPE's operacionais)	156,4	146,7	-6,2%
Custos com pessoal	48,0	43,7	+7,5 (TPE's)	55,8	51,2	-8,3%
FSE's	78,7	75,4	+5,0 (TPE's)	84,7	80,4	-5,1%
Outros custos operacionais	15,7	14,9	+0,1 (TPE's)	15,9	15,0	-5,4%
3) Gastos de construção - activos concessionados	0,0	0,0	+394,5 (gastos de construção)	434,2	394,5	-9,1%
4) Provisões	1,0	12,8		1,0	12,8	1.201,9%
5) Itens não recorrentes	-35,1	8,3		-35,1	8,3	
Reversão de provisão de cobertura de mais valia	-22,8	0,0		-22,8	0,0	
Reconhecimento de desvios tarifários	-12,4	0,0		-12,4	0,0	
Provisão para cobertura do processo com a Amorim Energia	0,0	12,5		0,0	12,5	
Amortizações extraordinárias de subsídios	0,0	-4,2		0,0	-4,2	
6) EBITDA (1-2-3-4+5)	374,1	418,1	+13,3 (TPE's fin. e de amort.)	384,1	431,4	12,3%
7) Amortizações	159,8	172,1	+0,5 (TPE's amort.)	160,5	172,6	7,6%
8) Resultados financeiros	-64,5	-71,1	-12,8 (TPE's fin.)	-73,8	-83,9	13,7%
9) Imposto do exercício	50,9	56,4		50,9	56,4	10,7%
10) Resultado Líquido (6-5-7+8+9)	134,0	110,3	0,0	134,0	110,3	-17,7%
11) Itens não recorrentes (ajustados pelo efeito fiscal)	-25,8	9,5		-25,8	9,5	-136,7%
12) Resultado Líquido Recorrente (10+11)	108,2	119,8	0,0 (inalterado - serviços de construção com margem nula)	108,2	119,8	10,7%

Nota: não inclui o sobrecusto dos CAE (custos = proveitos), no valor de 89,1 M€ em 2009 e de 248,1 M€ em 2010.

Análise dos resultados

O EBITDA aumentou 47,3 M€ (+12,3%) em relação a 2009, situando-se nos 431,4 M€. Na evolução do EBITDA destacam-se os seguintes pontos:

- o crescimento verificado na base de activos regulados (RAB), particularmente em infra-estruturas com uma maior taxa de remuneração, originou um forte crescimento nas rubricas “remuneração do RAB” (+18,1 M€, +9,7%), e “recuperação de amortizações” (+11,1 M€, +7,8%);
- a entrada em vigor do mecanismo de remuneração dos activos em fim de vida útil incrementou o EBITDA em 5,5 M€. Este mecanismo consiste na atribuição dum incentivo para a manutenção em actividade de activos totalmente amortizados, na actividade de transporte de electricidade;

- os “outros proveitos operacionais” aumentaram 18,9 M€ (+37,4%), para os 69,3 M€, destacando-se os ganhos registados nos contratos de hedging (+5,9 M€);
- o OPEX diminuiu 9,8 M€ (-6,2%), para os 146,7 M€, com as componentes de fornecimentos e serviços externos e custos com o pessoal a reduzir 5,1% e 8,3%, respectivamente. Esta redução reflecte o importante esforço de redução de custos no Grupo REN;
- o crescimento do EBITDA foi, no entanto, atenuado pela contribuição negativa de 11,4 M€ verificada na remuneração dos terrenos do domínio público hídrico (que passam de +10,1 M€ em 2009 para -1,3 M€ em 2010). Esta variação deve-se à fórmula estabelecida

para a remuneração dos terrenos, que é dada pela taxa de inflação verificada no ano anterior.

O Resultado Financeiro em 2010 foi de -83,9 M€, reflectindo um agravamento de 13,7% em relação a 2009. Retirando o efeito dos ganhos de 5,8 M€ relativos a um *swap* registado em Janeiro de 2009, o decréscimo no resultado financeiro teria sido de 5,1%. Apesar da difícil conjuntura de mercado verificada durante o ano, marcada pelo aumento pronunciado das *yields* da dívida soberana, o custo médio da dívida da REN fechou o ano nos 3,99% (13 bps acima de 2009).

Fruto do acréscimo de 2,5 pontos percentuais do imposto sobre o rendimento, o imposto do exercício aumentou 10,7% em relação a 2009, tendo-se situado nos 56,4 M€. Caso a taxa de imposto não tivesse aumentado, o imposto sobre o rendimento teria sido inferior em 10,2 M€, o que colocaria o Resultado Líquido Recorrente nos 129,9 M€ (um crescimento de 20,1% em relação ao período homólogo).

RAB médio e investimento

O RAB médio aumentou 6,7% face a 2009, atingindo os 2.954,3 M€, em resultado das entradas em exploração do ano no montante de 411,3 M€² (288,9 M€ no segmento da electricidade e 122,4 M€ no segmento do gás).

O CAPEX realizado no ano de 2010 foi de 443,0 M€, inferior em 5% ao verificado em 2009, ano que constituiu um pico no plano de investimentos da REN. No segmento da electricidade verificou-se um decréscimo de 17,3% e, em sentido contrário, no segmento do gás houve um crescimento de 34,2%, beneficiando da aquisição à Enagás dos direitos de transporte dos gasodutos Campo Maior-Leiria-Braga e Braga-Tuy, no valor de 29 M€.

	2009	2010	Var.%
RAB Médio Total	2.769,0	2.954,3	6,7%
Electricidade	1.445,1	1.608,6	11,3%
Terrenos Hídricos	363,8	349,0	-4,1%
Gás	960,0	996,7	3,8%
Investimento	466,3	443,0	-5,0%
Electricidade	355,3	293,9	-17,3%
Gás	110,7	148,5	34,2%
Outros	0,4	0,7	76,9%

² Inclui compras directas para imobilizado.

Investimento

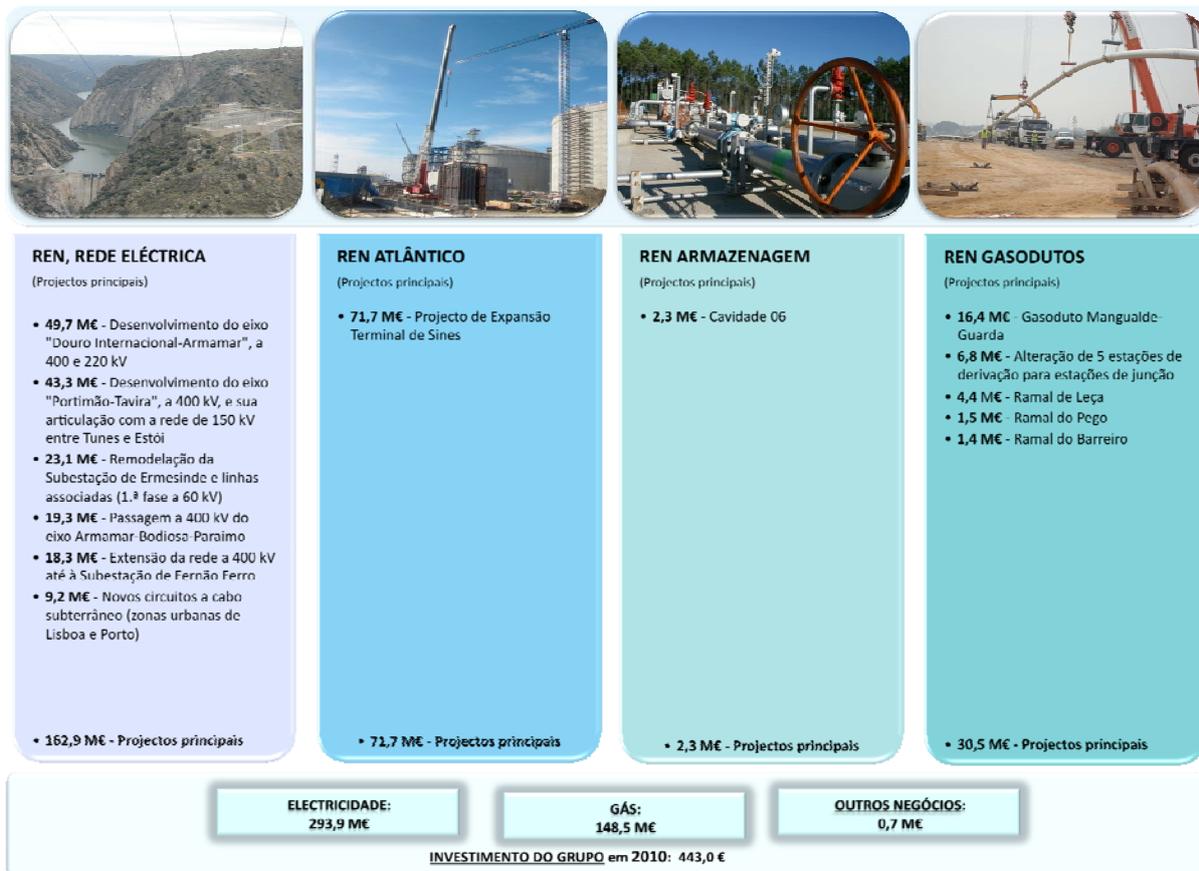
No segmento da electricidade destacam-se os projectos associados ao desenvolvimento do eixo de transporte, a 400 kV e 220 kV, desde a zona do Douro Internacional até à zona de Armamar, onde foram investidos 49,7 M€, e para os projectos associados ao desenvolvimento do eixo de transporte, a 400 kV, entre Portimão e Tavira, e sua articulação com a rede de 150 kV entre Tunes e Estói, onde foram investidos 43,3 M€.

No entanto, o investimento de montante mais elevado verificou-se na expansão da capacidade do Terminal de gás natural de Sines, ainda em curso, onde foram investidos cerca de 71,7 M€.

No ano, o valor das entradas em exploração do Grupo totalizou 411,3 M€³, que representa um crescimento de 3,7% face a 2009.

³ Inclui compras directas para imobilizado.

PRINCIPAIS PROJECTOS REALIZADOS EM 2010



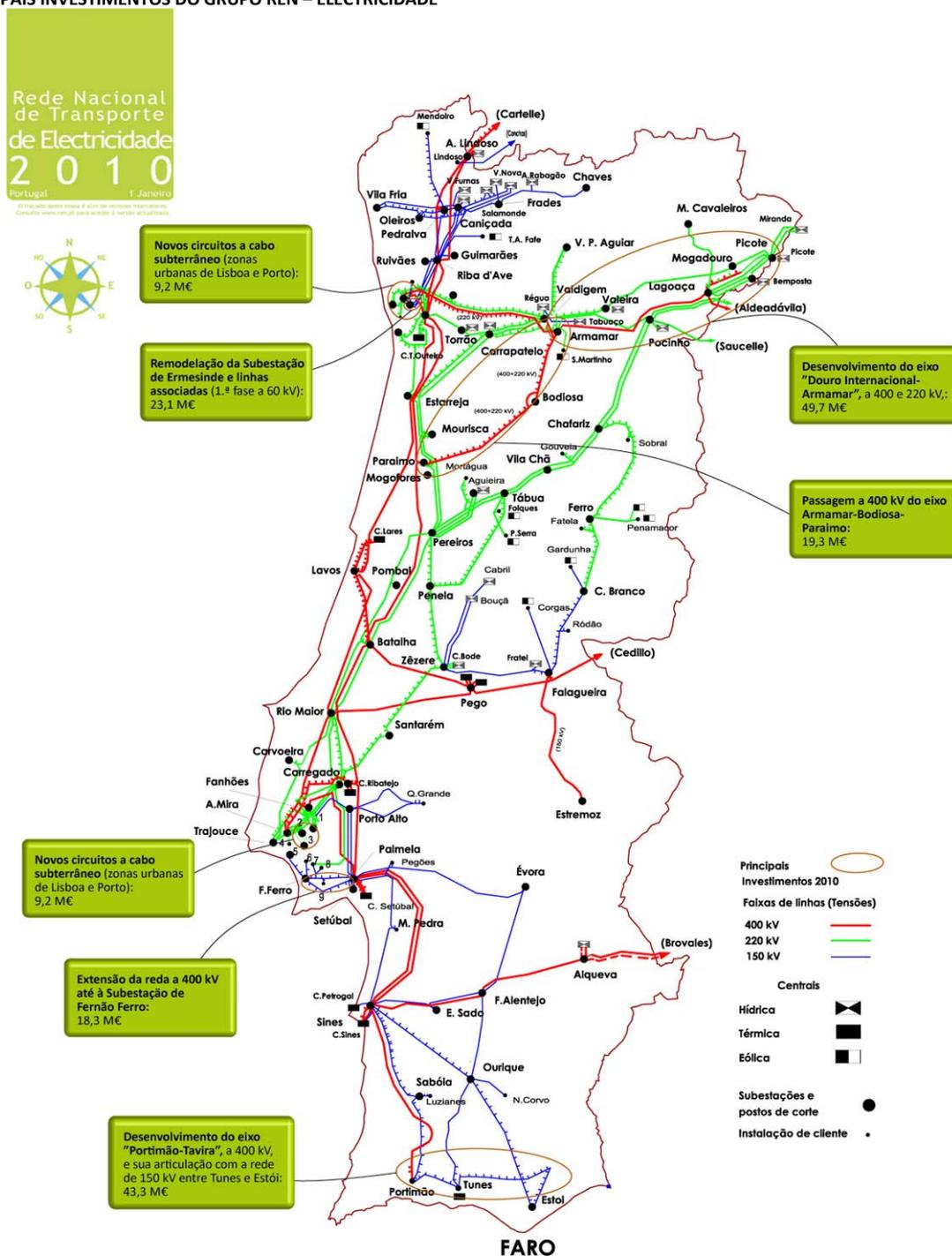
Electricidade

O investimento realizado na área da electricidade foi 293,9 M€ (-17,3%) e as entradas em exploração 288,9 M€, 9,8% abaixo do valor de 2009.

A construção e entrada em serviço de novas infra-estruturas de 400 kV no Douro, das quais se destacam a linha Lagoaça-Aldeadávila, a 400 kV, a auto-transformação 400/220 kV na subestação de Lagoaça e a subestação de Armamar e respectivas linhas – o investimento mais dispendioso da área da electricidade em 2010 – veio

reforçar significativamente a capacidade de interligação com Espanha, assim como o escoamento da capacidade acrescida de produção de energia eléctrica, em particular da produção renovável, quer para o litoral (região do Grande Porto) quer para a região centro-sul do país. A entrada em serviço da subestação de Armamar permitiu ainda a passagem para 400 kV do eixo Armamar-Bodiosa-Paraímo, anteriormente explorado a 220 kV.

PRINCIPAIS INVESTIMENTOS DO GRUPO REN – ELECTRICIDADE



Na zona do Douro foi também colocado em serviço a remodelação global do posto de corte a 220 kV do Picote, em tecnologia blindada a SF₆, que permitirá a ligação do novo grupo associado ao reforço de potência da central hidráulica do Picote.

Na zona do grande Porto prossegue a remodelação total para 220 e 60 kV da subestação de Ermesinde, tendo entrado em serviço no final do ano a zona dos 60 kV em tecnologia blindada a SF₆.

Na margem a sul do Tejo, em Fernão Ferro, está em execução a remodelação global da subestação, que irá possibilitar a ligação dos 400 kV nesta instalação.

Na região do Algarve estão em curso diversas obras de linhas e subestações que têm por objectivo a extensão dos 400 kV desde a subestação de Portimão até à nova subestação de Tavira, com o futuro estabelecimento de uma nova interligação a 400 kV com a região sul de Espanha.

Nas zonas urbanas de Lisboa e do Porto estão a ser instaladas novas linhas subterrâneas de 220 kV, que irão ligar a novas subestações de tecnologia blindada a SF₆, a subestação da Prelada no Porto e a de Alto de S. João e do Zambujal, em Lisboa.

Gás natural

O investimento realizado na área do gás natural ascendeu a 148,5 M€ (+34,2%) e as entradas em exploração totalizaram 122,4 M€⁴, 60,5% acima do valor de 2009.

Na REN Atlântico intensificaram-se os trabalhos de construção associados ao projecto de expansão do Terminal de GNL, tendo-se concluído a primeira fase deste projecto, que inclui a construção do novo sistema de captação de água do mar. Como resultado, o Terminal de GNL de Sines viu aumentada a sua capacidade de emissão de gás natural de 900.000 m³(n)/h para 1.125.000 m³(n)/h, ficando o seu sistema de água do mar desde já dimensionado para permitir a futura expansão de emissão de GN para valores até 1.800.000 m³(n)/h.

Com a ampliação do cais de acostagem de Sines, é possível agora receber navios com maior capacidade de carga. Ou seja, passou a ser possível receber navios metaneiros com capacidade de carga até 215.000 m³ de gás natural liquefeito, quando o limite anterior era de 165.000 m³ representando um aumento de cerca de 30%.

A REN Gasodutos prosseguiu com a implementação do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT 2008-2011, correspondente aos três anos-gás iniciados a 1 de Julho de 2008. Destacam-se, como investimentos mais

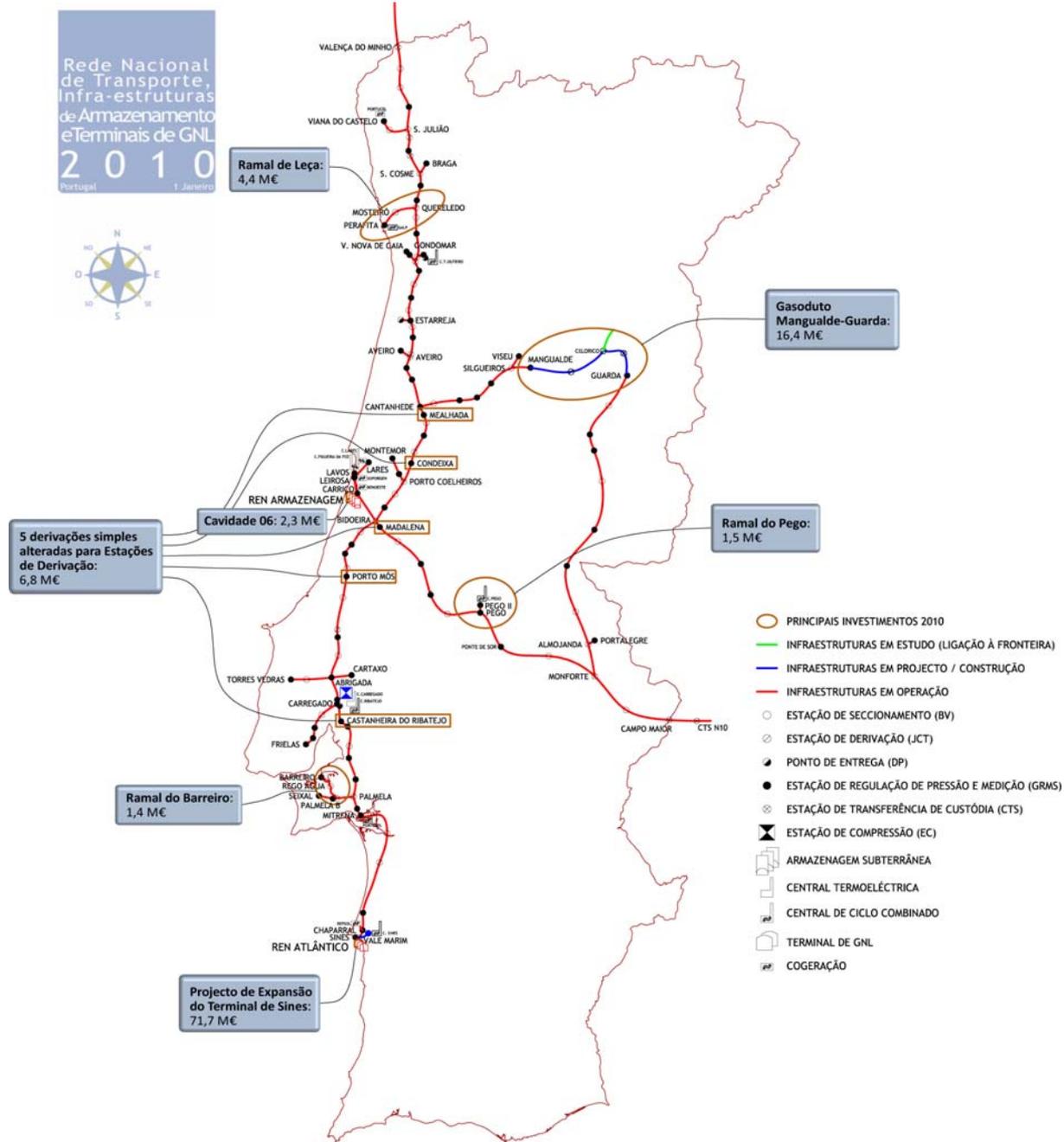
significativos, as entradas em exploração dos novos ramais que permitem o abastecimento à Galp–Petrogal, Refinaria do Porto em Leça da Palmeira, à nova central de Ciclo Combinado a Gás Natural do Pego para a Tejo Energia, na zona de Abrantes e à EDP – Gestão de Produção de Energia do Barreiro. Estas duas últimas infra-estruturas encontram-se já em exploração comercial.

Complementarmente, a REN Gasodutos adquiriu à Enagás a capacidade que esta detinha em Portugal, em exclusivo para o sistema espanhol, na circulação de gás entre Badajoz e Tuy. Com este investimento, a totalidade da capacidade dos gasodutos em Portugal passou a estar integralmente disponível com acesso regulado e na posse da REN Gasodutos.

Na REN Armazenagem foram asseguradas diversas acções necessárias ao início da construção de uma nova cavidade salina de armazenamento subterrâneo de gás natural (RENC-6), de entre as quais se destaca o processo de aquisição de terrenos e o processo de concurso com a respectiva adjudicação da construção e implantação desta cavidade.

⁴ Inclui compras directas para imobilizado.

PRINCIPAIS INVESTIMENTOS DO GRUPO REN – GÁS



Financiamento e dívida

O ano de 2010 foi marcado por uma forte crise económica, cujas consequências se fizeram sentir mais acentuadamente em algumas economias periféricas da Zona Euro, entre as quais a portuguesa, que viram o acesso aos mercados internacionais de capitais reduzir-se significativamente. A incerteza gerada nos mercados relativamente à evolução destas economias veio provocar uma subida acentuada das condições de remuneração da dívida soberana daqueles países, um efeito que se estendeu de imediato a outros emitentes da Zona Euro.

Apesar das condições de mercado adversas, 2010 foi um ano de consolidação da dívida do grupo REN. A reestruturação da dívida nos últimos anos, no sentido de prolongar o seu prazo médio, de diversificar as fontes de financiamento e de aumentar as linhas de crédito veio dotar a empresa dos meios necessários para responder às restrições de liquidez durante o ano.

Em 2010, foram realizadas as seguintes operações de financiamento:

- Em Junho foi aprovado pelo Banco Europeu de Investimentos (BEI) um novo crédito de longo prazo no montante de 150 M€ para financiamento de projectos na área da electricidade; esta facilidade de crédito é composta por duas tranches de 75 M€, a primeira das quais foi contratada em Dezembro de 2010;
- Durante o ano foi renegociado o prolongamento do prazo de diversos programas de papel comercial com compromisso de tomada firme;
- Novas linhas de médio prazo foram contratadas num montante total de 300 M€.

No final de 2010, a dívida líquida consolidada do Grupo REN era de 2.100 M€, menos 38,9 M€ do que um ano antes. Esta diminuição resultou, em grande medida, da recuperação de desvios tarifários de anos anteriores e dos desvios positivos em 2010.

QUADRO 1 – DÍVIDA FINANCEIRA

(IFRS)	2010	2009	Variação	
			Absol.	%
Dívida bruta	2.257,8	2.208,8	49,0	2,2%
Menos swaps de cobertura	19,1		19,1	n.a.
Menos caixa e equivalentes de caixa	138,6	69,9	68,7	98,3%
Dívida líquida	2.100,0	2.138,9	-38,9	-1,8%

Os novos financiamentos vieram diversificar as fontes de financiamento, mitigar o risco de refinanciamento e reforçar a liquidez da empresa.

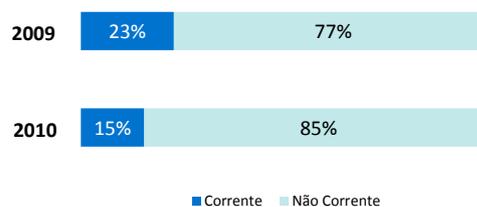
Em 31 de Dezembro de 2010, a dívida de médio e longo prazo representava 85% da dívida consolidada do Grupo – contra 77% um ano antes – e o prazo médio da dívida total era de aproximadamente cinco anos.

QUADRO 2 – EVOLUÇÃO DA DÍVIDA, M€



1) Resultados operacionais + amortizações + provisões

QUADRO 3 – DÍVIDA DE CURTO E MÉDIO/LONGO PRAZO



O peso do papel comercial na dívida do Grupo diminuiu por contrapartida do peso acrescido dos financiamentos do BEI.

QUADRO 4 – FONTES DE FINANCIAMENTO

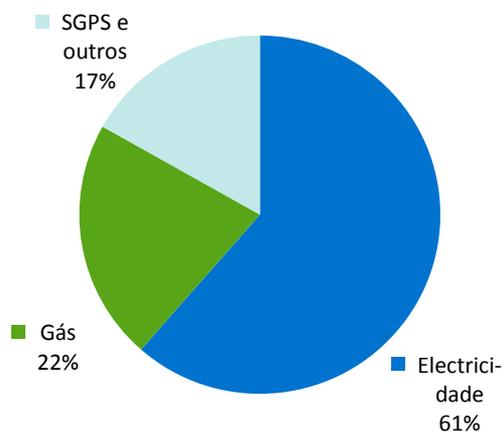
(Capital em dívida)	2010	2009	Variação		Peso 2010
			Absol.	%	
Empréstimos obrigacionistas*	922,9	922,9	0,0	0,0%	41,4%
BEI	780,2	670,7	109,5	16,3%	35,0%
Papel comercial	487,0	555,0	-68,0	-12,3%	21,8%
Descobertos bancários	36,7	45,3	-8,6	-19,0%	1,6%
Locações financeiras	3,0	4,0	-1,0	-24,9%	0,1%

* Inclui derivado de cobertura cambial (19,1 M€)

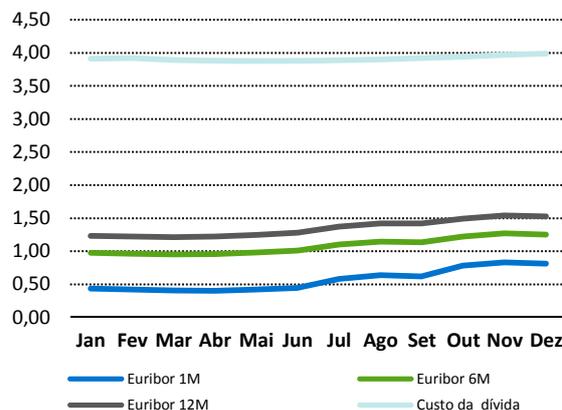
Em 2010, cerca de 61% da dívida do Grupo estava afectada ao negócio da electricidade, 22% ao negócio do gás e os restantes 17% à REN SGPS e outros.

Aproveitando as taxas de juro historicamente muito baixas, contratou-se através de swaps uma cobertura adicional de taxa fixa com início em 2012.

QUADRO 5 – AFECÇÃO DA DÍVIDA LÍQUIDA POR ACTIVIDADE



QUADRO 6 – EVOLUÇÃO MENSAL DAS TAXAS DE JURO E CUSTO MÉDIO DA DÍVIDA EM 2010



Os custos do financiamento líquido de 2010 aumentaram 10,6 M€ em relação a 2009, de 77,1 M€ para 87,7 M€. Este aumento teve dois motivos: (i) a ligeira subida do custo médio da dívida em 2010 e (ii) o aumento da dívida média durante o ano, apesar de a dívida no final de 2010 ter sido inferior à do final de 2009.

No final de 2010, a classificação do risco de crédito da REN SGPS era de A- na Standard & Poor's e de A3 na Moody's. As revisões do *rating* da REN em 2010 deveram-se às revisões em baixa da classificação do risco de crédito da República.

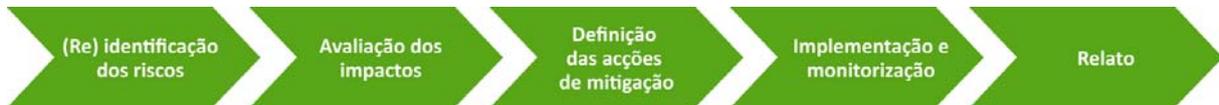
O custo médio da dívida em 2010 foi de 3,99%, mais 13 pontos base do que em 2009. A política de gestão do risco de taxa de juro continuou orientada para a redução sustentada do custo da dívida no médio e longo prazo e para a redução da volatilidade dos encargos financeiros.

Gestão de riscos

No desenvolvimento das suas actividades, a REN está sujeita, em cada uma das suas áreas de negócio ou das suas participadas, a uma multiplicidade de riscos, os quais, pela sua natureza, podem ser classificados em:

- estratégicos;
- operacionais;
- financeiros;
- de recursos humanos; e
- de conformidade.

A gestão de riscos na REN é um processo em constante evolução, que obedece às seguintes fases:



Em Dezembro de 2010, foi criado um comité de gestão de riscos que depende do administrador financeiro e cuja função é apoiar o conselho de administração na modelação e na monitorização dos riscos com o objectivo de assegurar o seu controlo, mitigar os seus impactos negativos e aproveitar as oportunidades de melhoria.

Estratégicos

Esta classe de riscos inclui:

- os riscos associados ao quadro regulatório que rege a actividade da REN;
- o risco associado à execução do plano de negócios; e
- os riscos associados à imagem e a reputação da empresa.

Risco regulatório

A actividade da REN é regulada pela ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, estando o risco de que alterações aos regulamentos ou decisões do regulador possam afectar a capacidade da empresa gerir eficientemente o seu negócio balizado pelo contrato de concessão.

Risco do plano de negócios

A exposição da REN a este risco é gerida e mitigada pelo acompanhamento regular da execução do plano de negócios, através da análise dos diversos relatórios de gestão (*Scorecard* corporativo e os principais indicadores de desempenho, entre outros) produzidos internamente e da tomada de medidas correctivas.

Risco de imagem e reputação

Por estar presente em todo o território nacional e pela natureza da sua actividade, a REN está exposta ao risco de a sua imagem ser afectada por acontecimentos que poderão estar fora do seu controlo. Para esta categoria de riscos estão definidos procedimentos de monitorização que incluem a comunicação interna e externa dos valores éticos que impregnam a actividade da empresa, a melhoria contínua dos mecanismos de controlo interno e a supervisão dos fornecedores de serviços que se relacionam com as populações.

Operacionais

O controlo eficaz dos riscos operacionais é uma condição essencial para que sejam alcançados elevados níveis de serviço no que concerne à garantia de abastecimento e à continuidade do transporte de energia.

Esta classe de riscos inclui:

- a gestão da infra-estrutura; e
- a gestão do sistema e do mercado.

Gestão da infra-estrutura

A gestão de infra-estruturas inclui o desenvolvimento de acções para a mitigação dos riscos que possam pôr em causa a qualidade do serviço, a integridade das infra-estruturas, a ininterruptibilidade do fornecimento ou a salvaguarda das áreas envolventes.

O desenvolvimento das infra-estruturas da electricidade é planeado com base em cenários de repartição da produção, do nível de trocas internacionais e do consumo de electricidade em cada ponto da rede representativo para o funcionamento global do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), recorrendo a ferramentas sofisticadas de simulação. O desenvolvimento destas infra-estruturas pretende

responder às necessidades dos utilizadores em termos de qualidade de serviço e, simultaneamente, garantir uma evolução equilibrada do sistema.

A expansão da rede obedece a critérios de segurança aprovados pela ERSE e conformes às orientações da Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transporte de Energia Eléctrica (ENTSO-E). No caso da falha isolada dum elemento da rede, não são postas em causa a segurança do sistema nem a alimentação dos consumos.

O desenvolvimento das infra-estruturas do gás (RNTIAT) é planeado a partir dos pedidos de ligação à rede de transporte de novos pontos de consumo, das previsões de crescimento da procura elaboradas com recurso a modelos econométricos e da previsão dos pontos de consumo com base na evolução histórica, incluindo a sua distribuição por segmento de mercado e área geográfica.

Em relação à satisfação da procura e à segurança do abastecimento, os mesmos métodos permitem prever as necessidades de armazenamento de gás natural e de gás natural liquefeito assim como de pontos adicionais de entrada/saída da rede de transporte em alta pressão. Desta forma é possível garantir as necessidades dos agentes de mercado e, assim, satisfazer ao longo do tempo o critério n-1 de redundância em relação à infra-estrutura que mais contribui para o abastecimento de gás ao país.

Na fase de **projecto/construção para a actividade de electricidade** são utilizados equipamentos, máquinas e sistemas de automação e de protecção que recorrem às tecnologias mais recentes e fiáveis. As normas europeias sobre projecto de linhas e de subestações são seguidas e os procedimentos técnicos de projecto, de construção e de manutenção apoiam-se em sistemas de gestão certificados nas áreas da qualidade, do ambiente e da segurança. Relativamente à protecção de bens e pessoas, sobretudo na saúde, são seguidos os regulamentos nacionais e as recomendações da Organização Mundial de Saúde, enquanto os parâmetros mais significativos são monitorizados regularmente.

Na fase de **projecto/construção para a actividade do gás** a exigência que é colocada ao nível dos materiais, equipamentos, técnicas de construção e métodos de inspecção e de ensaio, têm contribuído para um desempenho elevado e para a garantia de qualidade da infra-estrutura.

Gestão do sistema e do mercado

Na actividade de electricidade, todas as infra-estruturas da rede de transporte de electricidade são supervisionadas permanentemente através de sistemas de automação e de protecção instalados nas subestações, as quais comunicam em tempo real com as duas salas de comando do Gestor do Sistema utilizando uma rede de telecomunicações de segurança. Em caso de incidente, há a possibilidade de actuação remota para reposição do serviço ou reconfiguração da rede e as equipas de assistência posicionadas por todo o território nacional são mobilizadas se necessário.

No quadro duma manutenção que é sobretudo preventiva, todas as instalações são inspeccionadas

periodicamente. No caso das linhas aéreas, recorre-se a inspeções por helicóptero para detecção de anomalias técnicas e determinação das distâncias a obstáculos que possam ameaçar a segurança de funcionamento. As actividades de manutenção são sujeitas, de dois em dois anos, a uma comparação internacional. Em 2009, a Rede Eléctrica Nacional situou-se no quadrante de maior eficiência e melhor desempenho global.

Na **actividade do gás**, a gestão técnica do sistema valida diariamente as programações e as nomeações de movimentação de gás dos agentes de mercado, verificando a sua coerência e compatibilização com as infra-estruturas da RNTIAT e com as interligações com a rede da congénere espanhola Enagás. No transporte em alta pressão são gerados perfis de procura e de oferta para os dias seguintes (*look-ahead*) e analisa-se a sua viabilidade física por simulação do sistema.

As actividades de electricidade e de gás são monitorizadas em tempo real e simuladas nos centros de despacho correspondentes, que têm instalações redundantes.

Para a vigilância das infra-estruturas das redes de electricidade e de gás, existem diversos mecanismos de controlo e de segurança, como a realização de simulacros internos, a supervisão das condições de segurança em obra e a realização de auditorias ao sistema de gestão da segurança.

Além disso, para garantir a recuperação dos sistemas de informação em caso de catástrofe, a REN dispõe de um plano de recuperação tecnológica articulado com os Planos de Emergência Internos (PEI) para as diversas instalações que visam a continuidade do negócio.

Financeiros

Os riscos financeiros são geridos através da contratação de instrumentos financeiros adequados no quadro das políticas aprovadas pelo conselho de administração.

Risco de taxa de juro

A flutuação das taxas de juro tem impacto na remuneração dos activos regulados e no serviço da dívida. A REN gere a exposição ao risco de taxa de juro através da contratação de derivados financeiros. O duplo objectivo é obter uma relação equilibrada entre taxa de juro fixa e variável e minimizar os encargos financeiros no médio e longo prazo.

Risco de taxa de câmbio

A exposição ao risco cambial é reduzida e a emissão obrigacionista de dez mil milhões de ienes está plenamente coberta por um *cross currency swap*.

Risco da cotação de *commodities*

A REN está também exposta à evolução dos mercados de algumas *commodities* ligadas à área da energia, onde tem posições, ainda que pouco relevantes.

Risco de crédito e de contraparte

A exposição ao risco de crédito não é significativa por os serviços prestados serem, em grande medida, facturados aos distribuidores de electricidade e de gás natural no âmbito de mercados regulados. Além disso, em geral, os contratos com os clientes prevêem a prestação de garantias.

Nos depósitos bancários, nos investimentos financeiros e na contratação de instrumentos derivados, o risco de contraparte é mitigado pela selecção de instituições de primeira linha com um *rating* de crédito sólido e com grande notoriedade no mercado.

Risco de liquidez

O risco de liquidez é controlado através duma gestão dinâmica e flexível dos programas de papel comercial com garantia de subscrição e da negociação de limites de crédito que assegurem a cobertura das necessidades de tesouraria da empresa e minimizem o efeito de eventuais choques exógenos.

Recursos humanos

O sucesso da REN depende das qualificações e dos esforços dos seus colaboradores e das suas equipas de gestão. A continuidade do êxito da empresa depende em larga medida da sua capacidade em atrair, reter e motivar colaboradores qualificados. Para tanto, a REN desenvolve a sua política de recursos humanos apostando na formação, na ética, no desenvolvimento do potencial e na motivação. A política de recursos humanos visa também a actualização permanente dos conhecimentos e o reforço de uma cultura de qualidade, indispensáveis ao cumprimento da sua missão de serviço público.

Conformidade

Os riscos de conformidade estão associados ao cumprimento do estabelecido nos contratos de concessão, nas leis e regulamentos e nas normas e acordos internacionais.

Embora considere que respeita as normas a que a sua actividade está sujeita, a REN adopta procedimentos de monitorização e mitigação dos riscos de conformidade que se traduzem no acompanhamento do estabelecido nos contratos de concessão e na verificação da conformidade legal das suas acções.

Para gerir e mitigar o risco de fraude e infracções conexas, a REN tem implementado um código de conduta e um conjunto de procedimentos e controlos que orientam os colaboradores para comportamentos éticos e previnem o incumprimento da legislação e dos regulamentos.

O Gabinete de Auditoria Interna, em conjunto com a Comissão de Auditoria, é responsável pela monitorização do Sistema de Controlo Interno do Grupo. É também da responsabilidade destas entidades a revisão periódica das medidas implementadas de maneira a garantir que o Sistema de Controlo Interno se mantém actualizado face à evolução da organização e do meio que a envolve.

A REN certifica ainda os seus sistemas de qualidade, ambiente e segurança, participa em organismos

internacionais ligados à sua actividade e garante a redundância dos subsistemas das estações de regulação e medida.

A REN contrata seguros com as coberturas e as franquias que o conselho de administração considera apropriadas para os riscos inerentes ao negócio. Os riscos seguros

incluem, entre outros, os prejuízos em imóveis e em equipamentos, a responsabilidade civil da empresa, a responsabilidade civil de administradores e empregados, assim como os acidentes de trabalho.

Ambiente, sociedade e *governance*

Ambiente

A gestão dos ecossistemas e a promoção da biodiversidade são fundamentais para o desenvolvimento da actividade da REN. O contributo da empresa traduz-se na integração das energias renováveis na rede e na promoção da diversificação de combustíveis através da recepção e da transmissão de gás natural.

As actividades das empresas da REN foram sujeitas a uma avaliação prévia do impacto e do risco ambiental de acordo com as diversas fases: planeamento, projecto, construção, operação, manutenção e desactivação de infra-estruturas obsoletas. Esta avaliação foi revista periodicamente, definiu medidas de minimização dos impactos e estabeleceu um conjunto de directrizes obrigatórias para os fornecedores e para os prestadores de serviços.

Na fase de planeamento, a REN controlou e acompanhou a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) que foi realizada ao Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade de 2009-2014 (2019) (PDIRT). Na fase de acompanhamento da Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT, consultaram-se diversas entidades e realizaram-se reuniões com as cinco comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional, a Agência Portuguesa do Ambiente e o Instituto para a Conservação da Natureza e Biodiversidade. Para além destas reuniões, a REN pediu um parecer a 284 câmaras municipais e a seis organizações não governamentais de ambiente (ONGA). Esta interacção com as entidades foi fundamental para estabelecer parcerias para a monitorização e a pós-avaliação deste plano.

A REN continuou a promover estudos de impacto ambiental (EIA) e de incidências ambientais dos principais investimentos nas áreas da electricidade e do gás. Para além das declarações de impacto ambiental dos novos projectos de desenvolvimento da Rede Eléctrica Nacional, foi conduzido um estudo de impacto ambiental do gasoduto Celorico-Mangualde-Guarda, que levou à emissão de uma declaração de impacto ambiental “favorável condicionada” no final do ano. Na sequência destas avaliações de impacto ambiental, adoptaram-se medidas de minimização e de compensação dos impactos destes projectos, incluindo a continuação da execução das medidas compensatórias associadas aos projectos da Rede Eléctrica Nacional nas linhas Alqueva-Brovaes, Tunes-Estói, Sines-Portimão 3 e no ramal da linha Mogadouro-Valeira para a subestação de Macedo de Cavaleiros.

Para melhorar as avaliações de impacto ambiental em subestações, a REN elaborou o Guia Metodológico para a Avaliação de Impacte Ambiental das Infra-estruturas da Rede Nacional de Transporte de Electricidade - Subestações. Este guia surgiu depois de um protocolo



Cegonhas nos postes da REN

estabelecido entre a REN e a Agência Portuguesa do Ambiente. A versão de trabalho deste guia foi divulgada no site da REN e esteve disponível para consulta pública entre 7 de Maio e 8 de Junho. Criou-se um endereço electrónico para receber sugestões de melhoria e pediu-se um parecer a cerca de 40 entidades. Após o período de consulta pública, a REN analisou os pareceres e integrou alguns no guia.

Para além das iniciativas de minimização dos impactos ambientais dos novos projectos ou das actividades de operação e manutenção, todas as empresas da REN adoptaram os novos requisitos ambientais para todas as empreitadas e prestações, a partir da fase de concurso. As ferramentas informáticas criadas pela REN apoiam a verificação desta implementação, iniciada em 2009. Para garantir a adopção adequada das novas directrizes por todos os intervenientes, foram organizadas diversas acções de formação.

No contexto da implementação de medidas voluntárias para melhorar o desempenho ambiental da empresa, prosseguiu a implementação das actividades incluídas nos quatro Planos de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA), um por cada concessionária, que resultaram da aplicação deste instrumento de regulação promovido pela ERSE.

Em 2010, terminou-se a implementação dos três PPDA nas empresas de gás, que incluíram a conclusão dos estudos na área da biodiversidade e a execução dum projecto para utilizar energias renováveis como complemento aos combustíveis através da instalação de painéis solares em estações de regulação e medida de gás natural.

A REN manteve a sua participação na iniciativa *Business & Biodiversity*, promovida pelo Instituto da Conservação da Natureza e da Biodiversidade.

Para um melhor conhecimento da actuação da REN em matéria da gestão do impacto e promoção do ambiente, deve ser consultado o relatório de sustentabilidade 2010 da REN, que constitui o documento de referência sobre o desempenho da REN neste domínio.

Sociedade

O contributo da REN para a comunidade é considerável, tanto pelo benefício directo da sua actividade como pela boa cidadania empresarial que manifesta em vários domínios. Além de desempenhar um papel estratégico na economia nacional, em particular no sector da energia, a REN defende os princípios do desenvolvimento sustentável, para o que adoptou um modelo de gestão ética e socialmente responsável.

À semelhança dos anos anteriores, a REN desenvolveu a sua actividade filantrópica através de contributos pecuniários para diversas associações. Apoiou iniciativas de várias câmaras municipais e de juntas de freguesia, assim como de associações de estudantes e de clubes desportivos amadores. A aposta nas camadas mais jovens levou a REN a patrocinar diversas iniciativas de centros de desenvolvimento infantil e de centros juvenis de diversas zonas de Portugal.

Educação

Pelo terceiro ano consecutivo, a REN apoiou financeiramente a Sociedade Portuguesa de Física no âmbito do Projecto MEDEA, que incentiva os alunos do secundário a elaborar um trabalho sobre medições de campos electromagnéticos de muito baixa frequência, junto da sua escola, em casa e na vizinhança de linhas de transporte de energia eléctrica e a procurar informação cientificamente credível sobre os eventuais efeitos destes campos na saúde humana.

Em 2010, o primeiro prémio foi atribuído *ex aequo* à Escola Secundária José Estevão de Aveiro, aos Os Radiantes do Agrupamento de Escolas José Sanches de Alcains e aos Os Hertzianos da Escola Secundária D. Manuel I de Beja. Receberam menções honrosas Os LSD e Os Voltportmetro da Escola Secundária de Lousada, e os Onda Ocidental da Escola 2,3/S Pe. Maurício de Freitas, EBS das Flores, Açores.

No total, participaram 110 alunos de 20 escolas secundárias portuguesas.

A REN contribuiu, ainda, para iniciativas da Faculdade de Direito e da Faculdade de Economia da Universidade do Porto, da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, do Instituto Superior Técnico, da Universidade Técnica de Lisboa e da Universidade de Coimbra.



Cultura

A REN mantém uma política de apoio a acções no domínio da cultura. Nestes últimos anos, a REN patrocinou centenas destas iniciativas, do cinema à fotografia, do documentário à animação, do teatro à música. Destacam-se os Dias da Música no CCB, as Comemorações do Centenário da República, o Fantasporto, a eleição das 7 Maravilhas Naturais de Portugal e o concerto de fim de ano da Orquestra Sinfónica Juvenil do Círculo Musical Português. A REN tem, também, o estatuto de membro fundador da Fundação de Serralves e Mecenaz do Centro Nacional de Cultura. Ao todo são mais de 50 as entidades culturais que contam com o apoio da REN, considerando o apoio a diversas associações com fins educativos, sociais e recreativos.

Comunidade

A REN consolidou o seu apoio a diversas instituições de cariz social, como o Centro de Apoio ao Desenvolvimento Infantil (CADIN), uma instituição com um papel importante no apoio a crianças e jovens com necessidades especiais. Consciente da relevância da sua colaboração, a REN alargou a sua ajuda ao Banco Alimentar contra a Fome e à Ajuda de Berço. Apoiou a União Humanitária dos Doentes com Cancro e a Abraço. Na ajuda ao Haiti, contribuiu para as acções da AMI, da Cáritas Portuguesa, dos Médicos do Mundo e do Centro Español Lisboa.

“Traga um brinquedo, uma peça de vestuário... algo que contribua para ajudar a criar sorrisos” foi o lema da campanha de Natal levada a cabo pelos colaboradores da REN em conjunto com a ENTRAJUDA, que trouxe um pouco mais de alegria a associações de solidariedade infantil, nomeadamente a Associação Criança e Vida, no Porto, e o Centro Social do Bairro 6 de Maio, na Amadora.



Desporto

Em 2010, a REN apoiou o triatleta Carlos Gomes, colaborador da REN, e a atleta paraolímpica Diana Guimarães, campeã do mundo nos 50 metros bruços. Patrocinou o Open'10 Internacional de Natação Adaptada, organizado pela Anddemot – Associação Nacional de Desporto para Deficientes Motores, e a atleta de equitação Sara Duarte da Academia Equestre João Cardiga.

Governance

Interação entre o conselho de administração e os accionistas principais

A REN mantém um contacto regular com os accionistas detentores de participações qualificadas, que têm assento no conselho de administração.

O conselho de administração da REN é composto por treze administradores, dentre os quais se contam oito membros não executivos (incluindo os três membros da comissão de auditoria).

Em cumprimento das competências que lhes são cometidas, em 2010, os administradores não executivos da sociedade desenvolveram a sua função de supervisão da actividade dos membros executivos, de forma efectiva e sem que se tenham deparado com quaisquer constrangimentos.

Com efeito, nos termos previstos no Código das Sociedades Comerciais, nos estatutos e no regulamento do conselho de administração da REN, os administradores não executivos têm desempenhado as actividades necessárias ao cumprimento do seu dever geral de vigilância da actuação da comissão executiva.

A actividade dos administradores não executivos, durante o ano de 2010, assumiu primordialmente as seguintes vertentes:

- o exercício de funções no seio da comissão de auditoria pelos três administradores não executivos que a integram;
- a participação nas reuniões do conselho de administração e a apreciação atempada das matérias aí discutidas, assumindo um papel de relevo na formulação da estratégia empresarial e na supervisão da sua implementação;
- a apresentação de pedidos de esclarecimentos à comissão executiva sobre assuntos relativos ao estado da gestão da sociedade, dos quais se destacam os assuntos relacionados com a vertente financeira, de controlo interno e gestão de risco, as matérias de *governance* e aspectos regulatórios; e
- o acompanhamento permanente dos assuntos relacionados com (i) o modelo e os princípios de governo da sociedade, (ii) a avaliação do desempenho global do conselho de administração e a análise do perfil adequado ao desempenho das funções de administrador da REN e, bem assim, (iii) a avaliação do desempenho dos administradores executivos.

Durante o ano de 2010, realizaram-se treze reuniões do conselho de administração (CA), que tiveram uma participação de 90%, o que evidenciou o interesse dos accionistas na gestão corrente da REN.

A comissão de auditoria, composta por três elementos que fazem parte do conselho de administração, realizou durante o ano de 2010 um total de doze reuniões, e a comissão de vencimentos efectuou três reuniões, uma das quais com os administradores não executivos.

Comunicação com o mercado

A REN mantém um contacto permanente com o mercado, respeitando o princípio da igualdade entre accionistas e prevenindo assimetrias no acesso à informação.

Neste sentido, a REN toma as medidas necessárias para facultar toda a informação relevante sobre a evolução da sua actividade e dos resultados alcançados de uma forma verdadeira, clara e consistente, através de um contacto permanente com accionistas, investidores do mercado de capitais e analistas financeiros, prestando especial atenção aos critérios utilizados na divulgação de informação periódica, de forma a promover uma fácil comparação da informação entre períodos de relato. Esta informação é assegurada pelo Gabinete de Relações com o Investidor (GIV).

Em 2010, o GIV organizou, no dia 11 de Novembro, o segundo Dia do Investidor, em que foi apresentado o plano de investimentos para o período 2010-2016 e em que participaram mais de 100 analistas e investidores nacionais e estrangeiros.

Durante o ano, foi também nomeado um novo representante para as relações com o mercado.

Realizaram-se cinco conferências telefónicas, quatro de esclarecimentos sobre os resultados e uma sobre a nova regulação referente ao gás natural, onde analistas e investidores puderam apresentar as suas questões directamente ao presidente do conselho de administração (CEO) e ao administrador financeiro (CFO).

No total, o GIV prestou cerca de meia centena de esclarecimentos a investidores e accionistas presencialmente, pelo telefone ou via e-mail.

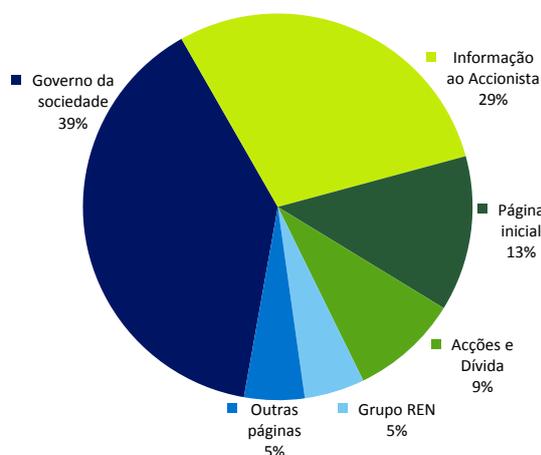
Para além de procurar aumentar a visibilidade da empresa, a actividade do GIV teve em 2010 o objectivo adicional de apresentar à comunidade de analistas e investidores que seguem a REN o novo CFO e representante para as relações com o mercado. Para o efeito, a REN esteve presente em diversos eventos realizados em Portugal e nas principais praças financeiras, como Paris, Madrid, Genebra, Zurique, Frankfurt, Londres, Milão, Toronto, Boston, Nova Iorque, Hartford, Atlanta e Chicago.

No total, foram efectuadas mais de 154 reuniões (80 no ano anterior) em vinte eventos (treze no ano anterior), promovidas por oito entidades diferentes, que contaram com a presença de cerca de 150 investidores.

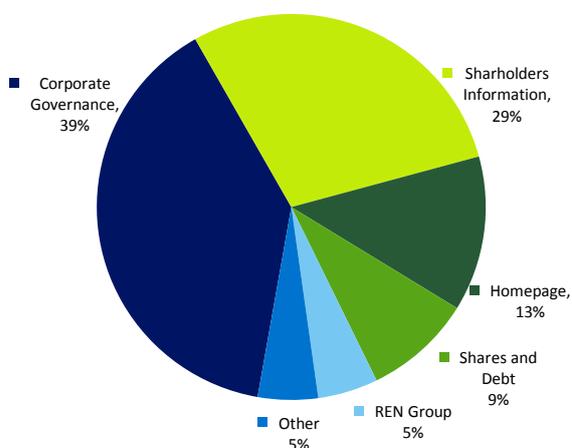
A REN efectua regularmente a divulgação de informação relevante antes da abertura da sessão da *NYSE Euronext Lisbon* ou após o seu encerramento, disponibilizando-a no sistema de difusão de informação da CMVM e na secção Investidor do site institucional da REN na internet. Em 2010, o site da REN teve mais de 20 novos registos através da opção Receber alertas (60 em 2009) e conta actualmente com mais de 160 registos permanentes.

O site institucional da empresa teve em 2010 cerca de 130 mil visitas, das quais 75% foram na versão portuguesa, com uma duração média de 7,5 minutos.

VERSÃO PORTUGUESA



VERSÃO INGLESA



Estrutura accionista

Em 2010, houve várias alterações nas participações imputáveis a accionistas privados.

A Gestmin SGPS, S.A. (Gestmin) comunicou no dia 21 de Setembro de 2010 que a Gestfin SGPS, S.A. (Gestfin) tinha sido alvo de um processo de fusão, com transferência global de património. Deste modo, a Gestmin passou a deter um total de 28.057.479 acções, representativas de 5,254% do capital social e direitos de voto da REN.

A Logoenergia, SGPS, S.A., redenominada Logo Finance, S.A. em 13 de Dezembro, vendeu em 28 de Dezembro 28.189.792 acções ordinárias, nominativas e escriturais, representativas de 5,28% do capital social e respectivos direitos de voto da REN. Devido a esta e outras alterações ocorridas nas empresas do Grupo Logoplaste, passaram a ser imputáveis à Logoplaste Gestão e Consultoria Financeira, S.A. 8,44% dos direitos de voto correspondentes ao capital social da REN, dos quais 5,28% dos direitos de voto detidos directamente pela Logoplaste Gestão e Consultoria Financeira, S.A., e 3,16% detidos indirectamente.

O Estado português continua a ter uma posição dominante no capital da REN, sendo-lhe imputável directa e indirectamente 51,1% do capital e dos direitos de voto da

REN, devido à posição de domínio que tem na Capitalpor e na Caixa Geral de Depósitos, S.A.

Controlo interno

Os órgãos de administração e fiscalização da sociedade têm atribuído uma importância crescente ao desenvolvimento e aperfeiçoamento dos sistemas internos de controlo e de gestão de risco, nos aspectos operacionais e financeiros que têm impacto relevante nas actividades das empresas do Grupo REN.

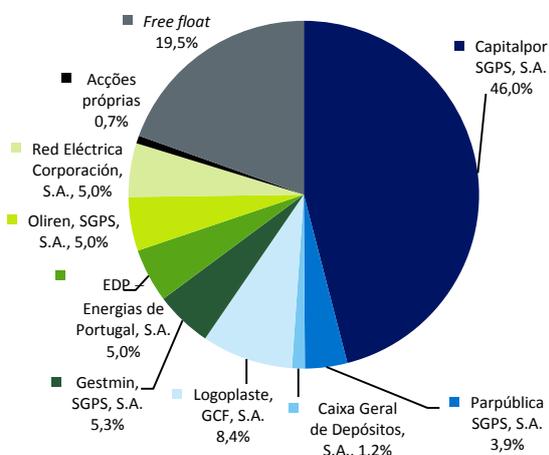
De modo a garantir a conformidade dos procedimentos seguidos, os principais sistemas de controlo interno nas diversas empresas do Grupo REN são avaliados regularmente.

Os sistemas de gestão de riscos são acompanhados pela comissão executiva e, em última instância, pelo conselho de administração. Por outro lado, a comissão de auditoria incluiu no seu plano de actividades para o exercício de 2010 a realização de diversas acções de acompanhamento, fiscalização e avaliação do funcionamento e adequação dos sistemas de controlo interno e de gestão de riscos.

Para este efeito, foi constituído em 13 de Maio de 2009 o Gabinete de Auditoria Interna, que está funcionalmente subordinado à comissão de auditoria e cujas principais atribuições são a realização de auditorias financeiras,

informáticas, operacionais e de gestão nas diversas áreas do grupo REN assim como a identificação de alertas de risco, através do acompanhamento sistemático de indicadores críticos.

ESTRUTURA ACCIONISTA A 31 DE DEZEMBRO DE 2010



Com o objectivo de centralizar os processos de aquisição das empresas do grupo REN foi criada no início de 2010 uma divisão de compras, cuja contribuição para a geração de valor no grupo REN consiste na optimização dos investimentos e das compras da REN, garantindo transparência, rigor e integridade no processo de compra; as suas principais responsabilidades são a condução dos processos negociais de compras da empresa, a gestão do painel de fornecedores do grupo REN e do seu relacionamento com estes, a supervisão dos processos de compra de menor valor realizados pelas áreas de negócio e a definição e aplicação dos procedimentos da REN relativos aos processos aquisitivos.

A actuação da divisão de compras rege-se pelo rigor, pela ética e pela transparência em relação ao mercado e aos seus clientes internos, assegurando coerência e igualdade de critérios nos processos de decisão de compras, num espírito de colaboração com as diversas áreas de negócio, orientação para resultados e melhoria contínua, garantindo o cumprimento das normas internas da REN e da legislação em vigor.

Acompanhamento da comissão executiva

O desempenho dos membros da comissão executiva é avaliado pelos administradores não executivos, o que assegura o controlo eficaz das acções dos administradores executivos e cria um equilíbrio adequado entre funções executivas e não executivas. De igual modo, os administradores não executivos acompanham o desempenho global do conselho de administração e desenvolvem um trabalho de reflexão sobre as possibilidades de aperfeiçoamento do modelo de governo societário.



Recursos humanos

Em 2010, a REN definiu quatro grandes objectivos para a estratégia de recursos humanos:

Cultura organizacional

Aumentar o nível de identificação e integração com os valores e cultura REN, promovendo a responsabilização, a flexibilidade e o trabalho em rede;

Sustentabilidade

Implementar um modelo de gestão integrada do capital humano que vise assegurar a sustentabilidade da actividade da REN no vector Pessoas e que seja simultaneamente atractivo, motivador e diferenciador, garantindo a articulação de todas as políticas de recursos humanos;

Produtividade

Dotar a REN de um conjunto de indicadores de gestão que permitam avaliar e monitorizar a produtividade da empresa por comparação com os seus pares e posicioná-la como *Best in class* a nível internacional;

Práticas de gestão

Ser líder em práticas de gestão de RH, potenciando o valor dos intangíveis da REN e desenvolvendo interna e externamente o conceito de *employer branding*.

Neste contexto, a REN tem vindo a implementar um modelo de organização da função de recursos humanos que visa definir políticas e uniformizar critérios de gestão das pessoas, garantindo a aplicação de uma estratégia comum a todo o Grupo REN.

Caracterização

O número de colaboradores da REN diminuiu nos últimos três anos com a execução de um programa de redução de efectivos por pré-reforma, sobretudo em 2009 mas também em 2010, o que contribuiu para o rejuvenescimento da empresa, cuja média etária se situa actualmente em 44,2 anos.

A maior percentagem da população da REN situa-se na faixa etária dos 30 aos 39 anos e mais de 40% da população situa-se entre os 40 e os 54 anos.

NÚMERO DE COLABORADORES A 31 DE DEZEMBRO	2008	2009	2010
UN Electricidade	414	366	359
UN Gás	166	179	175
UN Suporte	215	198	194
Total	795	743	728

ESTÁGIOS	2008	2009	2010
UN Electricidade	3	2	12
UN Gás	7	2	0
UN Suporte	4	4	2
Total	14	8	14

IDADE E ANTIGUIDADE MÉDIA	2008		2009		2010	
	Idade	Antiguidade	Idade	Antiguidade	Idade	Antiguidade
UN Electricidade	47,14	21,10	46,46	20,69	45,87	20,10
UN Gás	39,63	8,52	40,36	9,18	40,58	9,89
UN Suporte	45,92	18,38	45,92	18,42	44,27	15,91
REN	45,24	17,74	44,85	17,31	44,17	16,53

FAIXAS ETÁRIAS	2008		2009		2010	
até 29 anos	72	9,06%	72	9,69%	76	10,44%
de 30 a 39 anos	196	24,65%	195	26,24%	202	27,75%
de 40 a 49 anos	155	19,50%	144	19,38%	149	20,47%
de 50 a 54 anos	176	22,14%	176	23,69%	149	20,47%
de 55 a 59 anos	163	20,50%	114	15,34%	109	14,97%
de 60 a 64 anos	29	3,65%	38	5,11%	40	5,49%
65 anos ou mais	4	0,50%	4	0,54%	3	0,41%
REN	795	100,00%	743	100,00%	728	100,00%

Embora os homens estejam em maioria, o peso do género feminino aumentou ligeiramente nos últimos três anos. Em 2010, as mulheres representaram 40% do número de colaboradores admitidos.

EFFECTIVOS POR GÉNERO	2008		2009		2010	
Feminino	157	19,75%	151	20,32%	158	21,70%
Masculino	638	80,25%	592	79,68%	570	78,30%
REN	795	100,00%	743	100,00%	728	100,00%

Em consequência da actividade da empresa e da necessidade de dispor de quadros altamente especializados e qualificados, mais de metade dos colaboradores da REN têm formação superior.

NÍVEL ACADÉMICO	2010	
Doutoramento/Mestrado	58	7,97%
Licenciatura/Bacharelato	341	46,84%
Secundário	209	28,71%
Básico (9º Ano)	120	16,48%
Total	728	100,00%

Recrutamento e mobilidade

Em 2010, a REN definiu a sua política de recrutamento e selecção, cujo objectivo genérico é garantir a contratação dos colaboradores mais adequados às necessidades das diversas áreas e aos requisitos específicos de cada função, particularmente em termos de competências.

A nova política visa (1) identificar e atrair as pessoas com talento; (2) conduzir os processos de recrutamento com justiça e equidade através da utilização de critérios uniformes e ajustados à missão, visão e valores da REN; e (3) manter o equilíbrio salarial interno.

Para além de ter permitido reduzir as redundâncias, o Programa de Pré-reformas 2009/2010 abriu caminho a um ligeiro rejuvenescimento da estrutura e criou oportunidades para a aquisição de novas competências e experiências em certas áreas. A REN acredita que a combinação do *know-how* existente com novas abordagens é uma componente importante do sucesso das empresas

uma vez que conduz a que processos e soluções sejam repensados.

Em 2010, foram admitidos 46 colaboradores, dos quais nove na sequência de estágios realizados. Destes, 90% tinham uma formação superior e uma idade média de 31 anos. Dos colaboradores admitidos durante o ano, nove foram ocupar quadros directivos e de gestão.

A criação de oportunidades de mobilidade (horizontal ou vertical) é também uma prioridade da gestão de recursos humanos. Das 55 oportunidades de recrutamento criadas em 2010, 33% foram preenchidas com recursos internos. Para além destas oportunidades, a REN proporcionou a 25 colaboradores a possibilidade de mudarem de função ou de área de actividade.

Em 2010, a grande maioria das saídas esteve associada a pré-reformas.

ENTRADAS EM 2010

Contratos a termo	27
Quadro Permanente	19
Outras	2
Total	48

Nota: Outras = regresso de licenças/requisições

SAÍDAS EM 2010

Falecimento	2
Iniciativa da empresa	4
Iniciativa do Colaborador	4
Licença/Requisição	6
Pré-reforma /Antec. Pré-Reforma	40
Reforma por invalidez	1
Reforma por velhice	6
Total	63

Estágios

Nos últimos anos, a REN tem promovido estágios académicos e profissionais e em 2010 foram acolhidos 16 estagiários. Durante o ano, foi definida uma política de estágios com os seguintes objectivos: (1) colmatar necessidades temporárias de actividade com recursos qualificados; (2) contar com novas abordagens e “sangue novo” na organização; (3) aceder a uma base de recrutamento e selecção para avaliação e formação de potenciais colaboradores; (4) estreitar a relação entre a REN, as universidades e outros estabelecimentos de formação; e (5) promover a imagem interna e externa da REN como entidade empregadora e com notoriedade entre os estudantes e no meio universitário.

Neste sentido, a REN participou em fóruns e em feiras de emprego nas principais universidades e desenvolveu a sua marca *Trainee REN*.

TRAINEE REN

Acolhimento e integração

Uma das melhorias introduzidas no processo de acolhimento e integração de novos colaboradores foi o lançamento do programa VIVA, caracterizado por uma metodologia uniformizada de acolhimento e integração e destinado a todos os novos colaboradores, incluindo os estagiários, em todos os níveis da organização. O programa VIVA consiste num conjunto de acções a implementar transversalmente, com a duração máxima de três meses, com vista a apoiar e facilitar a rápida e adequada integração dos novos colaboradores na empresa.

Com este programa pretende-se transmitir ao novo colaborador uma imagem de organização, profissionalismo e rigor que são o reflexo do nível de exigência e de

qualidade que a REN quer assegurar na gestão e no desenvolvimento das suas actividades.

Com sessões que vão desde apresentações das principais áreas e unidades de negócio a visitas às principais instalações e incluindo uma acção de *team building* global, visa-se a aquisição de conhecimentos e uma visão global da actividade, fomentando um espírito de equipa e de cooperação que possa ser replicado para além da duração do programa.

Este programa teve a sua primeira sessão em 2010 e contou com 39 participantes.



Formação e desenvolvimento

A qualificação dos colaboradores e o apoio à sua valorização pessoal e profissional constituem uma prioridade estratégica da REN.

Em 2010, o número de participações em acções de formação aumentou e todos os colaboradores da REN tiveram oportunidade de participar em pelo menos uma acção de formação.

O número e o volume de participações em programas de pós-graduação, mestrados e doutoramentos também aumentaram significativamente face aos anos anteriores.

Finalmente, o apoio da REN ao Programa Novas Oportunidades possibilitou que 33 colaboradores concluíssem o ensino secundário.

TIPO DE FORMAÇÃO	2008		2009		2010	
	Participações	Horas	Participações	Horas	Participações	Horas
Técnica	548	8.807	1.714	12.634	432	4.547
QAS	207	2.060	213	3.188	782	5.199
Comportamental	119	2.588	85	1.427	1.228	4.373
Total	874	13.454	2.012	17.248	2.442	14.118

Gestão e avaliação de desempenho

Consciente de que o êxito da gestão das pessoas depende também do modo como o mérito é reconhecido, a REN lançou em 2010 o programa *STAR*, o novo sistema de gestão de desempenho.

Com base na uniformização dos diversos sistemas de avaliação de desempenho existentes, o programa *STAR* pretende (1) identificar o potencial de cada colaborador e as suas necessidades de formação e de desenvolvimento; (2) apoiar as decisões sobre carreiras e promoções; (3) apoiar a elaboração do plano de formação; (4) apoiar as decisões sobre incrementos salariais; (5) servir de suporte à decisão sobre prémios anuais e respectiva diferenciação.

Aplicável à totalidade dos colaboradores da REN, o programa assenta num sistema de gestão por objectivos e competências que permite, para além de avaliar o desempenho e o contributo de cada colaborador para os resultados da sua equipa/direcção, clarificar os comportamentos individuais desejados e identificar pontos fortes a desenvolver.

Todos os colaboradores da REN tiveram formação sobre o programa, que terá os seus primeiros resultados em 2011.



Satisfação dos colaboradores

Em 2010, foi lançado o *POP – Programa de Opinião Pessoal*, que tem como objectivo conhecer a opinião dos colaboradores sobre assuntos importantes para a avaliação do clima e do nível de satisfação dos colaboradores.

As dimensões analisadas foram diversas (motivação, compromisso, desempenho, cooperação, comunicação, liderança, formação, entre outros) de modo a permitir a análise do índice de satisfação geral.

Este programa teve a participação de 81,7% dos colaboradores da REN e os seus resultados foram apresentados presencialmente a todos os colaboradores. Com base nestes resultados, foram desenhados planos de acção em linha com as prioridades estratégicas da REN para os próximos dois anos.



Comunicação e envolvimento

Uma boa comunicação interna é um factor decisivo para o envolvimento e a motivação das pessoas.

Foi nesse pressuposto que a REN desenvolveu em Junho de 2010 o seu primeiro Encontro de gestão. Com o tema de base Pessoas em rede, este encontro contou com a participação de cerca de 100 quadros superiores da REN e teve como objectivos principais, para além da partilha da estratégia da REN para os próximos anos e da divulgação dos projectos em curso nas principais áreas de negócio, fomentar a criação de um forte espírito de equipa entre os

participantes. Em Setembro, foi lançado o *roadshow* REN 2010, que contou com seis sessões nas principais instalações da REN e teve uma taxa de participação de 83%. Para além da apresentação dos resultados do POP, esta iniciativa teve como ponto da agenda a apresentação dos principais drivers do Plano Estratégico da REN (2010-2016).



Encontro Pessoas em rede

Segurança no trabalho de prestadores de serviços externos

Em 2010, os prestadores de serviços externos trabalharam 1.966.046 horas em actividades de construção de linhas e subestações de MAT. Durante o ano, ocorreram 18 acidentes de trabalho, o equivalente a uma taxa de incidência de 1.846 acidentes de trabalho por cada 100.000 trabalhadores. Este índice representa 21,8% do valor publicado recentemente pelo Gabinete de Estratégia e Planeamento do Ministério do Trabalho e Segurança Social para o sector da construção, que é de 8.471,8 acidentes de trabalho por cada 100 000 trabalhadores e representa uma redução relativamente ao índice de frequência verificado em 2009.

A REN preocupou-se com o cumprimento de todos os procedimentos de segurança das diferentes actividades de construção, devido aos riscos especiais envolvidos nas obras de construção de linhas e de subestações de MAT, em particular os de electrocussão e de quedas em altura. Foram contratadas equipas especializadas para cada obra, para supervisionar e coordenar a segurança e assegurar a realização de acções de sensibilização de segurança dos trabalhadores envolvidos nas empreitadas.



Linhas em Porto Alto

Nota final

O Conselho de Administração expressa o seu reconhecimento a todos os que, ao longo de exercício de 2010, 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.

Lisboa, 16 de Março de 2011

O Conselho de Administração

Rui Manuel Janes Cartaxo

Manuel Carlos Mello Champalimaud

Aníbal Durães dos Santos

Filipe Maurício Botton

João Caetano Carreira Faria Conceição

José Isidoro d'Oliveira Carvalho Neto

João Manuel de Castro Plácido Pires

José Luís Alvim Marinho

João Nuno de Oliveira Jorge Palma

José Frederico Vieira Jordão

Gonçalo José Zambrano de Oliveira

Fernando António Portela de Rocha Andrade

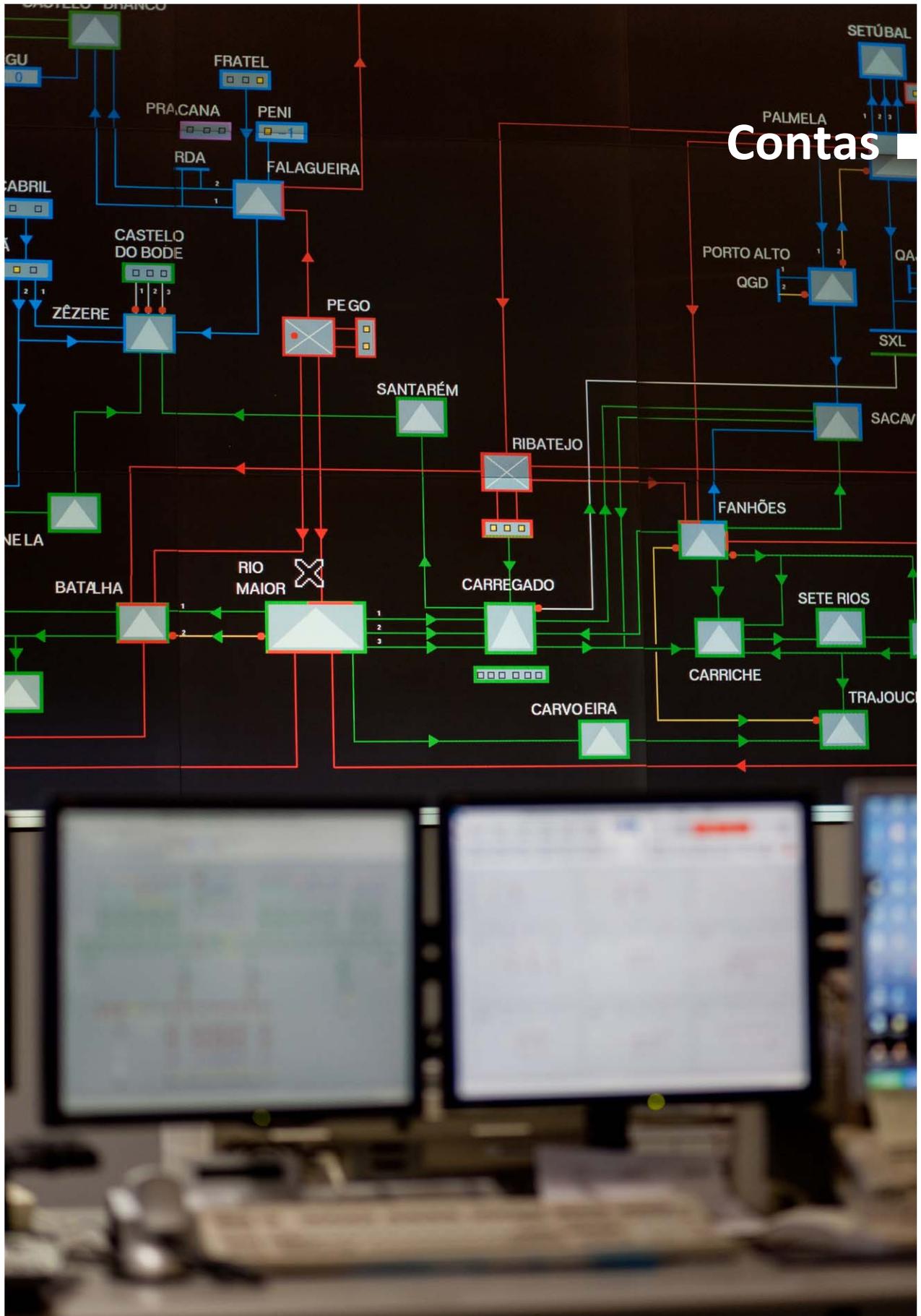
Luís Maria Atienza Serna

Proposta de aplicação de resultados

O resultado líquido consolidado da REN SGPS, S.A. no exercício de 2010 ascendeu a 110 265 128,06€ (cento e dez milhões, duzentos e sessenta e cinco mil cento e vinte e oito euros e seis 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 o resultado líquido do exercício de 2010, apurado nas demonstrações financeiras individuais, segundo o normativo SNC, no valor de 107 276 571,70€ (cento e sete milhões duzentos e setenta e seis mil quinhentos e setenta e um euros e setenta cêntimos), tenha a seguinte aplicação:

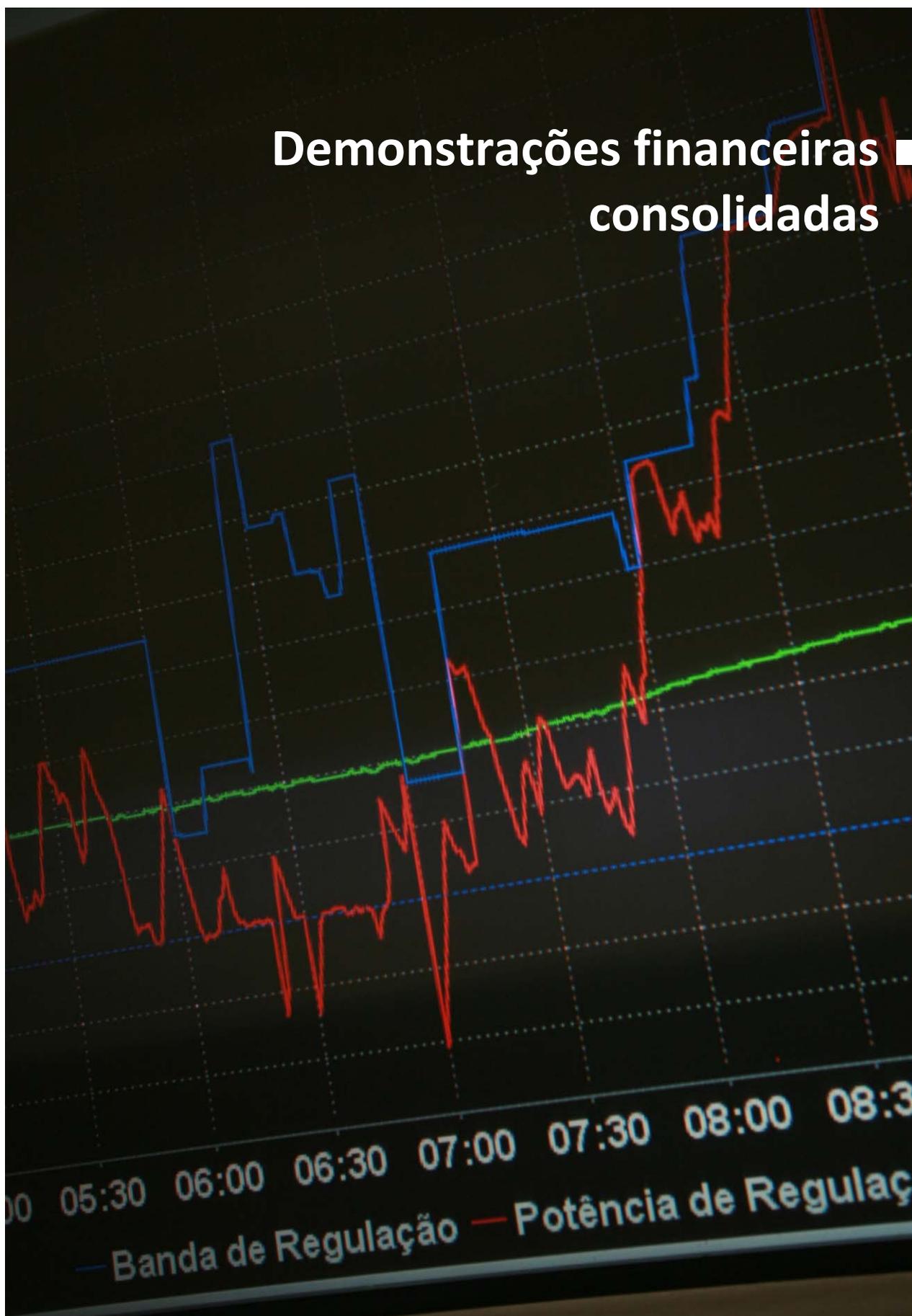
- para reserva legal – 5 363 828,59 € (cinco milhões trezentos e sessenta e três mil oitocentos e vinte e oito euros e cinquenta e nove cêntimos);
- para dividendos – 89 712 000€ (oitenta e nove milhões setecentos e doze mil euros), correspondente a uma distribuição de 81,360% do resultado consolidado da REN SGPS, S.A. no exercício de 2010, que ascende a 110 265 128,06€ (cento e dez milhões, duzentos e sessenta e cinco mil cento e vinte e oito euros e seis cêntimos), o que equivale à distribuição de um valor de dividendo bruto por acção de 0,168€;
- para reservas livres o montante de 12 200 743,11€ (doze milhões e duzentos mil, setecentos e quarenta e três euros e onze cêntimos).



Índice

Demonstrações financeiras consolidadas	80
Demonstrações financeiras individuais	137
Relatórios e pareceres dos auditores	166
Relatórios e pareceres da comissão de auditoria	170

Demonstrações financeiras consolidadas



Demonstrações financeiras consolidadas

Demonstrações consolidadas da posição financeira em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

Montantes expressos em milhares de euros - mEuros	Notas	31 de Dezembro	
		2010	2009
ACTIVO			
Não corrente			
Activos fixos tangíveis	7	1.201	884
Goodwill	7	3.774	3.774
Outros activos intangíveis	7	3.720.857	3.450.992
Interesses em "Joint ventures"	8	–	11.063
Activos por impostos diferidos	9	60.802	37.627
Activos financeiros disponíveis para venda	10 e 11	84.301	90.419
Instrumentos financeiros derivados	10 e 15	20.699	–
Outros investimentos financeiros	10	7.119	7.276
Clientes e outras contas a receber	10 e 12	66.505	44.122
		3.965.255	3.646.157
Corrente			
Existências	13	4.047	23.789
Clientes e outras contas a receber	10 e 12	275.796	426.527
Imposto sobre o rendimento a receber	10 e 29	361	25.115
Depósitos de garantia recebidos	10 e 14	74.234	102.637
Instrumentos financeiros derivados	10 e 15	2.212	–
Caixa e equivalentes de caixa	10 e 16	138.598	69.888
		495.248	647.955
Total do activo		4.460.503	4.294.113
CAPITAL PRÓPRIO			
Capital e reservas atribuíveis aos detentores de capital			
Capital social	17	534.000	534.000
Acções próprias	17	(10.728)	(10.728)
Outras reservas	18	211.582	161.638
Resultados acumulados	18	170.453	177.067
Resultado líquido consolidado	18	110.265	134.107
		1.015.572	996.085
Interesses minoritários	34	6.329	514
Total capital próprio		1.021.901	996.599

Demonstrações consolidadas da posição financeira em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 (cont.)

Montantes expressos em milhares de euros - mEuros	Notas	31 de Dezembro	
		2010	2009
PASSIVO			
Não corrente			
Empréstimos	10 e 19	1.910.650	1.711.320
Passivos por impostos diferidos	9	71.551	81.586
Obrigações de benefícios de reforma e outros	20	66.031	69.846
Instrumentos financeiros derivados	10 e 15	2.875	10.149
Provisões para outros riscos e encargos	21	4.611	4.307
Fornecedores e outras contas a pagar	10 e 22	451.940	399.508
		2.507.659	2.276.716
Corrente			
Empréstimos	10 e 19	347.134	497.456
Provisões para outros riscos e encargos	21	12.470	981
Fornecedores e outras contas a pagar	10 e 22	432.806	419.726
Imposto sobre o rendimento a pagar	10 e 29	59.925	–
Instrumentos financeiros derivados	10 e 15	4.375	–
Depósitos de garantia a pagar	10 e 14	74.234	102.637
		930.944	1.020.800
Total passivo		3.438.603	3.297.515
Total do capital próprio e passivo		4.460.503	4.294.113

O anexo faz parte integrante da demonstração consolidada da posição financeira em 31 de Dezembro de 2010.

O Técnico Oficial de Contas

O Conselho de Administração

Demonstrações consolidadas dos resultados dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

Montantes expressos em milhares de euros - mEuros	Notas	31 de Dezembro	
		2010	2009
Vendas	23	917	1.299
Prestações de serviços	23	757.910	550.179
Rendimentos de construção em activos concessionados	3.2	420.483	458.024
Outros rendimentos operacionais	27	37.806	25.809
Ganhos/(perdas) em joint ventures	8	8.092	10.033
Total dos proveitos operacionais		1.225.207	1.045.345
Custo de vendas		(747)	(1.120)
Gastos de construção em activos concessionados	3.2	(394.548)	(434.154)
Fornecimentos e serviços externos	24	(80.423)	(84.718)
Gastos com pessoal	25	(51.223)	(55.844)
Amortizações e depreciações do exercício	7	(172.633)	(160.491)
Reversões/(Provisões) do exercício	21	(12.774)	53.536
Outros gastos operacionais	26	(262.340)	(103.854)
Total dos gastos operacionais		(974.688)	(786.645)
Resultados operacionais		250.519	258.699
Gastos de financiamento	28	(89.883)	(85.216)
Rendimentos financeiros	28	2.194	8.103
Dividendos de empresas participadas	11 e 28	3.790	3.338
Resultados consolidados antes de impostos		166.619	184.925
Imposto sobre o rendimento	9 e 29	(56.353)	(50.878)
Resultado líquido consolidado do exercício antes de interesses minoritários		110.266	134.047
Atribuível a:			
Accionistas do grupo REN		110.265	134.107
Interesses Minoritários		1	(60)
Resultado líquido consolidado do exercício		110.266	134.047
Resultado por acção atribuível aos detentores do capital do Grupo durante o ano (expresso em euros)			
- básico		0,21	0,25
- diluído		0,21	0,25

O anexo faz parte integrante da demonstração consolidada dos resultados do exercício em 31 de Dezembro de 2010.

O Técnico Oficial de Contas

O Conselho de Administração

Demonstrações consolidadas do rendimento integral em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

Montantes expressos em milhares de euros - mEuros	Notas	31 de Dezembro	
		2010	2009
Resultado líquido consolidado do exercício		110.266	134.047
Outros ganhos e perdas reconhecidos nos capitais próprios:			
Variação de reservas de cobertura - instrumentos financeiros derivados		5.949	(7.556)
Ganhos/(Perdas) actuariais - valor bruto	20	1.833	(27.144)
Ganhos/(Perdas) em activos financeiros disponíveis para venda - valor bruto	11	(6.118)	3.496
Efeitos da venda de terrenos		–	(22.754)
Outras variações		–	671
Imposto sobre os itens reconhecidos directamente no capital próprio	9	(3.913)	14.540
Total do rendimento consolidado integral do exercício		108.017	95.300
Atribuível a:			
Accionistas		108.018	95.360
Interesses Minoritários		(1)	(60)
		108.017	95.300

O anexo faz parte integrante da demonstração consolidada do rendimento integral do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010.

O Técnico Oficial de Contas

O Conselho de Administração

Demonstrações consolidadas das alterações no capital próprio dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

Movimentos do exercício	Notas	Atribuível aos accionistas									Total
		Capital social	Acções próprias	Reserva legal	Reserva justo valor	Reserva cobertura	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	Interesses minoritários	
Saldo a 1 de Janeiro de 2009		534.000	(6.619)	67.221	(6.279)	-	103.218	121.631	179.764	574	993.510
Total do rendimento integral do período		-	-	-	3.032	(5.553)	-	(36.226)	134.107	(60)	95.300
Aquisição de acções próprias	17	-	(4.109)	-	-	-	-	-	-	-	(4.109)
Distribuição de dividendos	31	-	-	-	-	-	-	(88.102)	-	-	(88.102)
Aumento de reservas por aplicação de resultados		-	-	-	-	-	-	179.764	(179.764)	-	-
Saldo a 31 de Dezembro de 2009		534.000	(10.728)	67.221	(3.247)	(5.553)	103.218	177.067	134.107	514	996.599
Movimentos do exercício											
Saldo a 1 de Janeiro de 2010		534.000	(10.728)	67.221	(3.247)	(5.553)	103.218	177.067	134.107	514	996.599
Total do rendimento integral do período		-	-	-	(6.614)	4.412	(3.172)	3.125	110.265	1	108.017
Aquisição de acções próprias	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interesses minoritários resultantes da alteração do perímetro de consolidação		-	-	-	-	-	-	-	-	5.814	5.814
Distribuição de dividendos	31	-	-	-	-	-	-	(88.530)	-	-	(88.530)
Aumento de reservas por aplicação de resultados		-	-	7.224	-	-	48.092	78.791	(134.107)	-	-
Saldo a 31 de Dezembro de 2010		534.000	(10.728)	74.445	(9.861)	(1.141)	148.138	170.453	110.265	6.329	1.021.901

As notas anexas fazem parte integrante da demonstração consolidada das alterações no capital próprio do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010.

O Técnico Oficial de Contas

O Conselho de Administração

Demonstrações consolidadas dos fluxos de caixa dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

Montantes expressos em milhares de euros - mEuros	Notas	31 de Dezembro	
		2010	2009
Fluxos de caixa das actividades operacionais:			
Recebimentos de clientes		2.155.337	1.636.126 a)
Pagamentos a fornecedores		(1.528.101)	(1.312.341) a)
Pagamentos ao pessoal		(61.759)	(53.665)
Pagamento do imposto sobre o rendimento		(8.449)	(148.990)
Outros pagamentos/recebimentos relativos à actividade operacional		(8.230)	(3.948)
Fluxos de caixa líquidos das actividades operacionais (1)		548.798	117.181
Fluxos de caixa das actividades de investimento:			
Recebimentos provenientes de:			
Subsídios ao investimento		22.501	32.632
Juros e outros rendimentos similares		829	-
Dividendos		3.859	12.014
Pagamentos respeitantes a:			
Activos fixos tangíveis		(123)	(47)
Activos intangíveis		(363.401)	(386.971)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de investimento (2)		(336.335)	(342.372)
Fluxos de caixa das actividades de financiamento:			
Recebimentos provenientes de:			
Empréstimos obtidos		11.065.763	11.010.571
Aumento de capital		6	-
Juros e outros rendimentos similares		190	22.016
Pagamentos respeitantes a:			
Empréstimos obtidos		(11.033.411)	(10.652.338)
Juros e gastos similares		(91.918)	(91.403)
Aquisição acções próprias	17	-	(4.109)
Dividendos	31	(88.530)	(88.102)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de financiamento (3)		(147.899)	196.636
Aumento líquido (diminuição) do caixa e equivalentes de caixa (4) = (1)+(2)+(3)		64.564	(28.555)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	16	24.576	60.407
Inclusão no perímetro dos Gasodutos Campo Maior -Leiria-Braga e Braga Tuy		12.731	-
Reclassificação para outros investimentos financeiros		-	(7.276)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	16	101.871	24.576
Detalhe da Caixa e equivalentes de caixa			
Caixa	16	10	1
Descobertos bancários	16	(36.727)	(45.312)
Depósitos bancários		138.588	69.887
		101.871	24.576

a) Estes montantes incluem os pagamentos e recebimentos relativos a actividades na qual a Empresa actua como agente, e cujos rendimentos e gastos são anulados na demonstração consolidada dos resultados.

As notas anexas fazem parte integrante da demonstração consolidada dos fluxos de caixa do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010.

O Técnico Oficial de Contas

O Conselho de Administração

Anexos às demonstrações financeiras consolidadas em 31 de Dezembro de 2010

1. Informação geral

A REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (referida neste documento como “REN” ou “Empresa” e conjuntamente com as suas subsidiárias designada por “Grupo” ou “Grupo REN”), com sede na Avenida Estados Unidos da América, 55 - Lisboa, foi criada a partir da cisão do grupo EDP, de acordo com os Decretos-Lei n.º 7/91, de 8 de Janeiro n.º 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..

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.**, REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., constituída 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.**, constituída 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 para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (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.**, constituída, 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.**, constituída 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.**, 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 participação em duas sociedades constituídas em regime de “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).

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 era assegurada pelos dois parceiros (REN e Enagás) através da fixação do preço anual a pagar por cada unidade de gás natural transportado.

No dia 17 de Dezembro de 2010 foi celebrado um contrato entre a REN Gasodutos, S.A. e a Enagás, S.A., relativo à desvinculação da Enagás, S.A. do projecto conjunto de fornecimento de gás natural a Portugal e Espanha. Este contrato prevê a transmissão pela Enagás em benefício da REN Gasodutos, dos seus direitos de utilização da capacidade de transporte dos Gasodutos, mediante pagamento, pela REN Gasodutos, de um valor de 29 000 milhares de Euros. Adicionalmente, este contrato prevê a liquidação de todos os montantes em dívida entre as sociedades de transporte (Gasoduto Campo Maior Leiria Braga, S.A. e o Gasoduto Braga-Tuy, S.A.) e a Enagás e a amortização das acções detidas pela Enagás no capital social destas sociedades de transporte, passando a REN a deter com efeitos a 31 de Dezembro de 2010, o controlo das políticas operacionais das sociedades de transporte (Nota 34).

O negócio das telecomunicações é gerido pela RENTELECOM Comunicações, S.A., cuja actividade consiste no estabelecimento, gestão e utilização dos sistemas e infra-estruturas de telecomunicações, fornecendo serviços

de comunicação e tirando proveito da capacidade excedentária de fibras ópticas e instalações 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.

No seguimento dos Acordos de Santiago, foi criada a empresa OMIP SGPS, S.A. que iniciou a sua actividade em 16 de Setembro de 2010 e tem por objecto social a gestão de participações noutras sociedades, como forma indirecta do exercício de actividades económicas. Esta sociedade passou a deter as participações no capital do OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo português), S.A..

A REN Serviços, S.A. iniciou a sua actividade em Janeiro de 2008, tendo por objecto a 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 Backoffice, de forma remunerada, tanto a empresas que estejam com ela em relação de grupo como quaisquer terceiros. Em 15 de Dezembro de 2010, o objecto da REN Serviços, S.A. foi alterado, passando a ter a seguinte redacção: a Sociedade tem por objecto a prestação de serviços em matéria energética e de serviços genéricos de apoio ao desenvolvimento do negócio, de forma remunerada, quer em empresas que com ela se encontrem em relação de grupo, quer a quaisquer terceiros, bem como a gestão de participações sociais que a sociedade detenha em outras sociedades.

A Enondas, Energia das Ondas, S.A. foi constituída em 14 de Outubro de 2010, cujo capital social é integralmente detido pela REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A, e tem como actividade a gestão da concessão para a exploração de uma zona piloto destinada à produção de energia eléctrica a partir das ondas do mar.

1.1. Aprovação das demonstrações financeiras consolidadas

Estas demonstrações financeiras consolidadas foram aprovadas pelo Conselho de Administração, na reunião de 16 de Março de 2011. É da opinião do Conselho de Administração que estas demonstrações financeiras consolidadas reflectem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, o resultado consolidado das suas operações, o rendimento integral consolidado, as alterações nos seus capitais próprios consolidados e os seus fluxos de caixa consolidados em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adoptadas pela União Europeia.

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 – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN S.A.), conforme Decreto-Lei Nº 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 remanescentes não cessados com a Tejo Energia (Central do Pego) e a Turbogás (Central a gás da Tapada do Outeiro), através da REN Trading, colocando a energia desse produtores no mercado.

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 amortizações e remuneração dos investimentos feitos em activos afectos à 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 amortização dos activos afectos à 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 afectos à 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 afectos à 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 mantém o direito de explorar os activos afectos à concessão até à extinção desta. Os activos afectos à concessão 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.

Decorrente do Despacho n.º 11/2010 da ERSE de 7 de Setembro de 2010 a REN S.A. passou a estar sujeita a um novo mecanismo de remuneração para o segmento de electricidade denominado por preços de referência, o qual é aplicável para os investimentos em linhas e subestações cuja entrada em exploração ocorre entre 1 de Janeiro de 2009 e 31 de Dezembro de 2011.

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 nº 140/2006 de 26 e 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 de 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 ao 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 um equilíbrio contratual através da recuperação dos custos operacionais elegíveis e da remuneração dos activos, que compreende: a recuperação da amortização 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 afectos à 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 os 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 reverterem 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 n.º 140/2006 de 26 de Julho de 2006, para a realização das seguintes actividades, sob o regime de prestação de serviço público:

- a) recepção, armazenamento, tratamento e regaseificação de gás natural liquefeito, descarregado de barcos metaneiros no Porto de Sines;
- b) a injeção 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; e
- 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 amortização 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 injeção 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. mantém o direito de explorar os activos afectos à 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 reverterem 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, injeção, 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 amortizações 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 injeção, 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 afectos à 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. mantém o direito de explorar os activos afectos à 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 reverterem 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.

2.5. Exploração da zona piloto da energia das ondas do mar

O Estado Português atribuiu, nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 5.º do Decreto -Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro e do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de Dezembro, a concessão para a exploração de uma zona piloto destinada à produção de energia eléctrica a partir das ondas do mar, à Enondas, Energia das Ondas, S.A. (“Enondas” ou “Concessionária”), sociedade cujo capital social é integralmente detido pela REN.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de Dezembro, a concessão em causa tem a duração de 45 anos, e inclui a autorização para a implantação das infra-estruturas para ligação à rede eléctrica pública e a utilização de recursos hídricos do domínio público hídrico, a fiscalização da utilização por terceiros dos recursos hídricos necessários à produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas, bem como a competência para a atribuição das licenças de estabelecimento e de exploração da actividade de produção de energia eléctrica e respectiva fiscalização.

Ao abrigo do contrato de concessão e da legislação aplicável, é garantida à Concessionária a remuneração adequada da concessão através do reconhecimento dos custos de investimento e dos custos de operação e de manutenção, desde que aprovados previamente pelo membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer vinculativo da ERSE.

3. Principais políticas contabilísticas

As principais políticas contabilísticas adoptadas pelo Grupo na preparação das demonstrações financeiras consolidadas são as que abaixo se descrevem. Estas políticas foram aplicadas de forma consistente nos períodos apresentados.

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2010, a Empresa adoptou pela primeira vez, com referência a 1 de Janeiro de 2010, a IFRIC 12 – Acordos de concessão de serviços, tendo reexpressado a informação financeira referente ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, apresentada para efeitos comparativos comparativos, conforme descrito na Nota 3.2 abaixo, como se este enquadramento contabilístico sempre tivesse sido aplicado.

3.1. Bases de apresentação

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações, a partir dos livros e registos contabilísticos das empresas incluídas na consolidação, mantidos de acordo com os princípios contabilidade geralmente aceites em Portugal (alterados em 2010 decorrente da adopção das normas contabilísticas de relato financeiro), ajustados no processo de consolidação de modo a que as demonstrações financeiras consolidadas estejam de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro, tal como adoptadas pela União Europeia, em vigor para exercícios económicos iniciados em 1 de Janeiro de 2010. Devem entender-se como fazendo parte daquelas normas, quer as Normas Internacionais de Relato financeiro (“IFRS” – International Financial Reporting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (“IASB”), quer as Normas Internacionais de Contabilidade (“IAS”), emitidas pelo International Accounting Standards Committee (“IASC”) e respectivas interpretações – SIC e IFRIC, emitidas pelo International Financial Reporting Interpretation Committee (“IFRIC”) e Standard Interpretation Committee (“SIC”), que tenham sido adoptadas na União Europeia. De ora em diante, o conjunto daquelas normas e interpretações serão designados genericamente por IFRS.

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 adoptadas pela REN, com impacto significativo no valor contabilístico dos activos e passivos, assim como nos rendimentos e gastos reconhecidos no período de reporte financeiro. 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.

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de euros - mEuros.

Adopção de normas e interpretações novas, emendadas ou revistas

- a) As seguintes normas, interpretações, emendas e revisões aprovadas (“endorsed”) pela União Europeia e com aplicação obrigatória nos exercícios económicos iniciados em ou após 1 de Janeiro de 2010, foram adoptadas pela primeira vez no exercício findo em 31 de Dezembro de 2010:
 - IFRS 1 ‘Adopção Pela Primeira Vez das Normas Internacionais de Relato Financeiro’ (alteração) – Esta norma foi revista no sentido de agrupar as várias alterações que foram ocorrendo desde a sua primeira versão. Esta alteração vem contemplar um conjunto adicional de isenções na aplicação retrospectiva, nomeadamente ao nível de activos resultantes da exploração de recursos minerais, de responsabilidades de descomissionamento e da aplicação dos requisitos

- da IFRIC 4. Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRS 2 ‘Pagamentos baseados em acções’ (alteração) – As alterações introduzidas vêem esclarecer os seguintes aspectos: (i) que uma entidade não deve aplicar esta IFRS a transacções em que a entidade adquire bens como parte dos activos líquidos adquiridos numa concentração de actividades empresariais conforme definido pela IFRS 3 - Concentrações de Actividades Empresariais (tal como revista em 2008), numa concentração de entidades ou actividades empresariais sob controlo comum; e (ii) o tratamento contabilístico dos pagamentos baseados em acções do Grupo nas contas individuais de uma entidade que recebe os bens ou serviços, quando essa entidade não tem a obrigação de efectuar esse pagamento baseado em acções. Estas alterações não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
 - IFRS 3 ‘Concentrações de actividades empresariais’ / IAS 27 ‘Demonstrações financeiras consolidadas e separadas’ (revisão de 2008) - Esta revisão introduz algumas alterações ao nível do registo de concentrações de actividades empresarias, nomeadamente no que diz respeito: (a) à mensuração dos interesses sem controlo (anteriormente designados interesses minoritários); (b) ao reconhecimento e mensuração subsequente de pagamentos contingentes; (c) ao tratamento dos custos directos relacionados com a concentração; (d) ao registo de transacções de compra de interesses em entidades já controladas e de venda de interesses das quais não resulte a perda de controlo sobre a entidade; e (e) ao cálculo do resultado na venda da participação com perda de controlo e necessidade de remensuração dos interesses retidos na participação alienada. Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
 - IAS 28 ‘Investimentos em associadas’ (revisão de 2008) – Os princípios descritos acima e adoptados para a IAS 27 (revisão de 2008) relativamente ao apuramento do resultado da venda é alargado à IAS 28. Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
 - IAS 39 ‘Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração’ (alteração) – Trata-se de clarificações na aplicação da contabilidade de cobertura à componente de inflação dos instrumentos financeiros e aos contratos de opções, quando utilizados como instrumentos de cobertura. Esta alteração não teve impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
 - IFRIC 12 ‘Acordos de Concessão de Serviços’ – A IFRIC 12 determina como os operadores de serviços de concessão devem aplicar as regras de reconhecimento e mensuração por parte do operador privado na prestação de serviços de construção de infraestruturas e de operação no âmbito da assinatura dos contratos de concessão. Esta interpretação aplica-se às actividades desenvolvidas pelo Grupo REN, e o impacto da sua adopção nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo encontra-se descrito abaixo.
 - IFRIC 15 ‘Contratos para a construção de imóveis’ – Esta interpretação vem abordar a forma para avaliar se um acordo de construção de um imóvel está no âmbito da IAS 11 ‘Contratos de construção’ ou no âmbito da IAS 18 ‘Rédito’ e como o correspondente rédito deve ser reconhecido. Esta interpretação não teve impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
 - IFRIC 16 ‘Coberturas de um Investimento Líquido numa Unidade Operacional Estrangeira’ (alteração) – Esta interpretação vem fornecer orientações sobre a contabilidade de cobertura de investimentos líquidos em operações estrangeiras. Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
 - IFRIC 17 ‘Distribuições aos proprietários de activos que não são caixa’ – Esta interpretação propicia orientação sobre a correcta contabilização de activos que não caixa distribuídos aos accionistas como dividendos. Esta interpretação não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
 - IFRIC 18 ‘Transferência de activos provenientes de clientes’ – Esta interpretação propicia orientação sobre a contabilização pelos operadores de activos fixos tangíveis provenientes “dos clientes”. Esta interpretação é relevante para o sector das “utilities” uma vez que prevê o tratamento contabilístico a dar a acordos em que a entidade prestadora do serviço recebe do cliente um activo que será utilizado na ligação do cliente ou de outros clientes à rede de serviços ou que permita o acesso do cliente à rede de serviços. Desta interpretação não decorre um impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
 - Melhoramentos das normas internacionais de relato financeiro – 2009. Este processo envolveu a revisão de 12 normas contabilísticas.
- b) As seguintes normas, interpretações, alterações e revisões, com aplicação obrigatória em exercícios económicos futuros, foram, até à data de aprovação destas demonstrações financeiras, aprovadas (“endorsed”) pela União Europeia:
- IFRS 1 ‘Adopção Pela Primeira Vez das Normas Internacionais de Relato Financeiro’ (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2010) – Esta alteração vem definir a isenção limitada da obrigação de apresentar divulgações comparativas de acordo com a IFRS 7 para os adoptantes pela primeira vez, e simplificar as obrigações de divulgação de comparativos relativamente a instrumentos financeiros na adopção pela primeira vez das IFRS. Esta alteração não terá qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
 - IAS 24 ‘Divulgações de Partes Relacionadas’ (Revisão de 2009) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2011) – Esta revisão vem trazer algumas clarificações relacionadas com as divulgações a efectuar de partes relacionadas, em particular no tocante a entidades ligadas à administração pública. Desta alteração não decorrem impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.

- IAS 32 ‘Instrumentos Financeiros: Apresentação’ (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Fevereiro de 2010) – Esta alteração vem clarificar em que condições os direitos emitidos podem ser classificados como instrumentos de capital próprio. Esta alteração não terá qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRIC 14 ‘Pré-pagamento de um requisito de financiamento mínimo’ (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2011) – Esta alteração vem suprimir uma consequência não intencional decorrente do tratamento de pré-pagamentos de futuras contribuições em circunstâncias em que é aplicável um requisito de financiamento mínimo. Esta alteração não terá qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRIC 19 ‘Extinção de passivos financeiros através de instrumentos de capital próprio’ a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2010). Esta interpretação vem fornecer orientações sobre a contabilização das transacções em que os termos de um passivo financeiro são renegociados e resultam numa emissão pela entidade de instrumentos de capital próprio em favor de um seu credor com a resultante extinção da totalidade ou de parte desse passivo financeiro. Esta alteração não terá qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.

Estas normas apesar de aprovadas (“endorsed”) pela União Europeia, não foram adoptadas pela REN no exercício findo em 31 de Dezembro de 2010, em virtude da sua aplicação não ser ainda obrigatória.

3.2. Adopção da IFRIC 12 – Acordos de concessão de serviços

O Grupo tem: (i) 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 e (ii) uma concessão para a exploração de uma zona piloto destinada à produção de energia eléctrica a partir das ondas do mar. Os activos adquiridos/construídos pela REN, ao abrigo destes contratos de concessão, são referidos abaixo como activos afectos à concessão.

A IFRIC 12 – Acordos de Concessão de Serviços foi emitida pelo IASB em Novembro de 2006, para aplicação aos exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2008. A sua adopção pela União Europeia ocorreu em 25 de Março de 2009, ficando estabelecida a sua aplicação obrigatória para exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2010.

A IFRIC 12 aplica-se a contratos de concessão de serviço público nos quais o concedente controla (regula):

- os serviços a serem prestados pela concessionária (mediante a utilização da infra-estrutura), a quem e a que preço; e
- quaisquer interesses residuais sobre a infra-estrutura no final do contrato.

A IFRIC 12 aplica-se a infra-estruturas:

- construídas ou adquiridas pelo operador a terceiros;
- já existentes e às quais é dado acesso pelo operador.

Desta forma, e atendendo ao acima descrito as concessões existentes no Grupo REN encontram-se abrangidas no âmbito desta IFRIC pelas seguintes razões:

- as empresas do Grupo REN (REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., REN Gasodutos, S.A., REN Armazenagem, S.A., REN Trading, S.A., REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. e a Enondas, Energia das Ondas, S.A.) possuem um contrato de concessão de serviço público celebrado com o Estado Português (“Concedente”) e por um período pré-definido;
- estas empresas efectuem a prestação de serviços públicos de transporte, recepção e armazenamento de gás e de transporte de electricidade mediante a utilização de infra-estruturas que são os gasodutos, ramais e cavernas subterrâneas, no caso do gás, e as linhas, estações e subestações, no caso da electricidade;
- o concedente controla os serviços prestados e as condições em que são prestados, através do regulador ERSE;
- os diversos activos utilizados para a prestação dos serviços revertem para o concedente no final dos contratos de concessão.

Esta interpretação estabelece os princípios genéricos de reconhecimento e mensuração de direitos e obrigações ao abrigo de contratos de concessão com as características mencionadas anteriormente e define os seguintes modelos:

- Modelo do activo financeiro – quando o operador tem um direito contratual incondicional de receber dinheiro ou outro activo financeiro do concedente, correspondente a montantes específicos ou determináveis, o operador deverá registar um activo financeiro (conta a receber). Neste modelo, a entidade concedente dispõe, de poucos ou nenhuns poderes discricionários para evitar o pagamento, em virtude de o acordo ser, em geral, legalmente vinculativo.
- Modelo do activo intangível – quando o operador recebe do concedente o direito de cobrar uma tarifa em função da utilização da infra-estrutura, deverá reconhecer um activo intangível.
- Modelo misto - este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infra-estruturas da concessão.

Atendendo à tipologia das concessões do Grupo REN, nomeadamente no que respeita ao enquadramento legal que abrange as suas concessões, foi entendimento da REN que o modelo que melhor se adequa à sua realidade em concreto é o modelo intangível em virtude, essencialmente, do risco de mudanças de enquadramento tarifário que vai sendo imposto pelo regulador (ERSE).

Nesse enquadramento e em relação ao valor residual dos activos afectos às concessões (de acordo com os contratos de concessão, a REN tem o direito de ser ressarcida no final da concessão com base no valor líquido contabilístico dos

activos concessionados), este foi integrado, igualmente, como uma parte do activo intangível. Importa referir que os valores residuais dos activos concessionados não apresentam expressão significativa até 31 de Dezembro de 2010.

Para fins de amortização dos activos afectos à concessão, o Grupo REN observou o descrito na IAS 38 – Activos intangíveis que indica no seu parágrafo 98 que: “Pode ser usada uma variedade de métodos de amortização para imputar a quantia depreciável de um activo numa base sistemática durante a sua vida útil. Estes métodos incluem o método da linha recta e o método da unidade de produção. O método usado é seleccionado na base do modelo de consumo esperado dos futuros benefícios económicos incorporados no activo e é aplicado consistentemente de período a período, a não ser que ocorra uma alteração no modelo de consumo esperado desses futuros benefícios económicos”. Desta forma e atendendo ao descrito a REN considera que o método de amortização que melhor reflecte o padrão de consumo esperado dos benefícios económicos futuros deste activo intangível é a amortização em função taxa de amortização das infra-estruturas de gás e electricidade durante o período de concessão definido e aprovado pelo regulador (ERSE), por ser esta a base do seu rendimento anual, ou seja, os activos concessionados são amortizados em conformidade com o modelo de remuneração subjacente ao Regulamento Tarifário.

De referir que, no exercício de 2009 e com referência a 1 de Janeiro de 2009, o Grupo REN procedeu à regularização retrospectiva da cadência de amortização dos activos concessionados pelo que já se encontrava antes da adopção da IFRIC 12 a proceder à amortização dos activos afectos à concessão através do modelo de consumo esperado dos futuros benefícios económicos, que é enquadrável para fins da IFRIC 12; desta forma, a adopção da IFRIC 12, não produziu efeitos ao nível dos resultados líquidos de 2009 e 2010, decorrentes da alteração na cadência de amortizações.

Importa ainda referir, que à luz da IFRIC 12 o direito atribuído no âmbito do contrato de concessão consiste na possibilidade da REN cobrar tarifas em função dos custos incorridos com as infra-estruturas. Contudo, e atendendo à metodologia de apuramento de tarifas da REN, a base de remuneração é apurada atendendo a cada item de activo concessionado em específico, o que pressupõe a necessidade de componentização do direito. Consequentemente, e no caso das concessões da REN, considera-se que o direito é componentizável por partes distintas à medida que se vão concretizando as diversas bases de remuneração. Desta forma, o activo intangível vai sendo: (i) aumentado à medida que se vão concretizando os diversos projectos associados à concessão, sendo registado com base no custo de aquisição; e (ii) diminuído à medida que se vão consumindo os benefícios económicos futuros.

De acordo com a IFRIC 12, a construção da infra-estrutura pelo operador constitui um serviço que este presta ao concedente, distinto do serviço de operação e manutenção, e que, como tal, será por este remunerado. Contudo, e na aplicação da IFRIC 12 ao Grupo REN é assumido que não existe margem na construção, mas

apenas na operação. Não obstante, os gastos de construção (os quais correspondem aos encargos dos trabalhos debitados por terceiros – fornecedores subcontratados) e os rendimentos associados à construção (os quais englobam o valor correspondente aos gastos de construção acrescido dos “Trabalhos para a própria empresa”) são registados na demonstração consolidada dos resultados do exercício, atendendo ao disposto na IFRIC 12.

O Grupo REN procede a testes de imparidade relativamente aos activos afectos a concessões sempre que eventos ou circunstâncias indiciam que o valor contabilístico excede o valor recuperável, sendo a diferença, caso exista, reconhecida em resultados. As unidades geradoras de caixa definidas para o efeito encontram-se directamente associadas a cada contrato de concessão, considerando-se que os activos concessionados a estes afectos pertencem à mesma única unidade geradora de caixa.

De referir que os terrenos afectos aos centros electroprodutores encontram-se abrangidos pelo Contrato de Concessão celebrado entre a REN e o Estado Português e são remunerados com base na sua amortização, não sendo dissociáveis, como tal, dos demais activos da concessão, sendo parte integrante de uma unidade geradora de caixa comum. Estes activos encontravam-se classificados como propriedades de investimento anteriormente a 1 de Janeiro de 2009, não tendo a REN considerado conseqüentemente que os mesmos se encontravam relacionados com uma unidade geradora de caixa comum. Decorrente das regularizações efectuadas na mensuração e classificação destes activos no exercício de 2009, com efeitos a 1 de Janeiro de 2009, não existiu, na sequência da adopção da IFRIC 12, impactos ao nível das demonstrações financeiras consolidadas associados a estes activos, com a excepção da sua reclassificação como parte integrante dos direitos inerentes à concessão – Activos intangíveis concessionados.

Relativamente aos subsídios ao investimento afectos aos activos, estes são reconhecidos na demonstração dos resultados na mesma cadência da amortização dos activos. A IAS 20 nos seus parágrafos 24 e 25 menciona que: “Os subsídios governamentais relacionados com activos, incluindo os subsídios não monetários pelo justo valor, devem ser apresentados no balanço quer tomando o subsídio como rendimento diferido, quer deduzindo o subsídio para chegar à quantia escriturada do activo”. Desta forma, dado existirem estas duas alternativas para apresentação dos subsídios nas demonstrações financeiras e sendo a IFRIC 12 omissa quanto ao tratamento dos subsídios ao investimento obtidos, a REN manteve os subsídios registados no passivo.

Em face do acima exposto, os efeitos que decorreram da adopção da IFRIC 12 pela primeira vez em 1 de Janeiro de 2010 nas contas do Grupo REN consistiam na reclassificação do saldo dos activos regulados associados ao negócio da electricidade e do gás, de activos tangíveis para activos intangíveis. Os activos intangíveis são amortizados durante o período da concessão, segundo a metodologia acima descrita. Por outro lado, a demonstração consolidada dos resultados passou a contemplar os gastos de construção dos activos concessionados e os respectivos rendimentos de construção, não incluindo margem.

Dado que a aplicação desta interpretação pela 1ª vez em 1 de Janeiro de 2010 é retrospectiva, foram apurados os montantes de valor bruto e amortizações acumuladas dos activos da concessão a essa data e efectuada a reclassificação para a rubrica de activos intangíveis, como se esta interpretação (IFRIC 12) tivesse sido aplicada desde sempre. Os impactos da aplicação da IFRIC 12 na demonstração da posição financeira em 1 de Janeiro de 2010 (31 de Dezembro de 2009 reexpresso) são como segue:

	Activo Bruto			Amortizações acumuladas			
	Activo Bruto 31.12.2009	Aplicação da IFRIC 12	Activo Bruto- reexpresso	Amortizações acumuladas 31.12.2009	Aplicação da IFRIC 12	Amortizações acumuladas-	Activo Líquido- reexpresso 31.12.2009
			31.12.2009			reexpresso 31.12.2009	
Activos Tangíveis							
Terrenos e recursos naturais	8.076	(8.076)	-				
Edifícios e outras construções	93.971	(93.971)	-	(36.806)	36.806	-	-
Equipamento básico	5.267.179	(5.267.076)	103	(2.203.033)	2.202.988	(45)	58
Equipamento de transporte	7.919	(7.420)	500	(3.509)	3.291	(218)	282
Ferramentas e utensílios	4.079	(4.079)	-	(3.326)	3.326	-	-
Equipamento administrativo	36.513	(33.403)	3.111	(28.604)	25.879	(2.725)	386
Outras imobilizações	754	(754)	-	(299)	299	-	-
Activos tangíveis em curso	308.962	(308.803)	159	-	-	-	159
	5.727.453	(5.723.582)	3.872	(2.275.577)	2.272.589	(2.988)	884
Activos Intangíveis							
Activos concessionados	-	5.414.778	5.414.778	-	(2.272.589)	(2.272.589)	3.142.189
Activos intangíveis em curso - activos concessionados	-	308.803	308.803	-	-	-	308.803
	-	5.723.582	5.723.582	-	(2.272.589)	(2.272.589)	3.450.992

Adicionalmente os impactos da aplicação da IFRIC 12 na demonstração dos resultados do exercício de 2009 (reexpresso) é como seguem:

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS	31-12-2009	Aplicação da IFRIC 12	31-12-2009 reexpresso
Vendas	1.299	-	1.299
Prestações de serviços	550.179	-	550.179
Rendimentos de construção - activos concessionados	-	458.024	458.024
Outros rendimentos operacionais	25.809	-	25.809
Ganhos/(perdas) em joint ventures	10.033	-	10.033
Total dos proveitos operacionais	587.321	458.024	1.045.345
Custo das vendas	(1.120)	-	(1.120)
Gastos de construção -activos concessionados	-	(434.154)	(434.154)
Fornecimentos e serviços externos	(78.735)	(5.983)	(84.718)
Gastos com pessoal	(48.039)	(7.805)	(55.844)
Amortizações e depreciações do exercício	(159.758)	(733)	(160.491)
Reversões / (Provisões) do exercício	53.536	-	53.536
Outros gastos operacionais	(103.751)	(103)	(103.854)
Total dos gastos operacionais	(337.867)	(448.778)	(786.645)
Resultados operacionais	249.454	9.246	258.699
Gastos de financiamento	(75.970)	(9.246)	(85.216)
Rendimentos financeiros	8.103	-	8.103
Dividendos de empresas participadas	3.338	-	3.338
Resultados consolidados antes de impostos	184.925	-	184.925
Imposto sobre o rendimento	(50.878)	-	(50.878)
Resultado líquido consolidado do exercício antes de interesses minoritários	134.047	-	134.047
Atribuível a:			
Accionistas do grupo REN	134.107	-	134.107
Interesses Minoritários	-60	-	-60
Resultado líquido consolidado do exercício	134.047	-	134.047

Importa ainda referir que na sequência da aplicação retrospectiva da IFRIC 12, o rendimento integral consolidado de 2009 (reexpresso) apresentado para fins comparativos na demonstração consolidada do rendimento integral do exercício de 2010 passou a ascender a 134 047 milhares de euros. Adicionalmente, na demonstração consolidada dos fluxos de caixa de 2009 (reexpresso), a REN reclassificou os pagamentos relativos a activos concessionados de activos fixos tangíveis para intangíveis quando comparada com a demonstração de 2009, tal como anteriormente publicada.

3.3. Princípios da consolidação

Os métodos de consolidação adoptados pelo Grupo são os seguintes:

a) Participação financeira em empresas do Grupo (subsidiárias)

Subsidiárias 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 subsidiárias 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 subsidiárias foram incluídas nestas demonstrações financeiras consolidadas pelo método de consolidação integral. As entidades que se qualificam como subsidiárias encontram-se listadas na Nota 34.

b) Goodwill

As diferenças entre o custo de aquisição das participações financeiras em empresas do Grupo ou empresas controladas conjuntamente e o justo valor dos activos e passivos identificáveis dessas empresas à data da sua aquisição ou durante um período de 12 meses após aquela data, se positivas são registadas na rubrica de goodwill (no

caso de respeitar a goodwill em empresas do Grupo ou em empresas controladas conjuntamente).

O goodwill gerado em aquisições posteriores a 1 de Janeiro de 2004 (data da transição para IFRS) não é amortizado, mas sujeito pelo menos anualmente a um teste de imparidade para verificar se existem perdas. Qualquer perda por imparidade é registada imediatamente na demonstração consolidada da posição financeira como dedução ao valor do activo e por contrapartida da demonstração dos resultados consolidada, não sendo posteriormente revertida.

Se a contabilização inicial de uma concentração de actividades empresariais puder ser determinada apenas provisoriamente no final do período em que a concentração for efectuada porque os justos valores a atribuir aos activos, passivos e passivos contingentes identificáveis da adquirida ou o custo da concentração apenas podem ser determinados provisoriamente, o Grupo contabiliza a concentração usando esses valores provisórios. Esses valores determinados provisoriamente serão ajustados quando da determinação objectiva dos justos valores dos activos e passivos a ocorrer até um período de doze meses após a data da aquisição. O Goodwill ou qualquer outro ganho reconhecido será ajustado desde a data da aquisição por uma quantia igual ao ajustamento no justo valor à data da aquisição do activo, passivo e passivo contingente identificável a ser reconhecido ou ajustado e a informação comparativa apresentada para os períodos anteriores à conclusão da contabilização inicial da concentração será apresentada como se a contabilização inicial tivesse sido concluída na data da aquisição. Isto inclui qualquer depreciação, amortização ou outro efeito de lucro ou perda adicional reconhecido como resultado de concluir a contabilização inicial.

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 subsidiárias são uniformizadas, sempre que necessário, de forma a garantir, que as mesmas são aplicadas de forma consistente por todas as empresas do Grupo.

c) Joint ventures

As participações financeiras em empresas conjuntamente controladas, (Joint ventures) são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas pelo método de equivalência patrimonial. A quota parte do Grupo nos ganhos ou perdas da joint venture é reconhecida na demonstração dos resultados como resultado operacional e a quota parte nos movimentos de reservas, caso ocorram, 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 uniformizadas, sempre que necessário, de forma a garantir, que as mesmas são aplicadas de forma consistente nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo.

Com referência a 31 de Dezembro de 2010 as empresas, Gasoduto Braga – Tuy, S.A. e Gasoduto Campo Maior – Leiria – Braga, S.A. (que eram anteriormente conjuntamente controladas) passaram a ser controladas pela REN e incluídas no perímetro de consolidação pelo método de consolidação integral.

Atendendo à data a que o Grupo adquiriu o controlo, a demonstração consolidada dos resultados não inclui o efeito da consolidação dos rendimentos e gastos associada a estas entidades, incluindo apenas a proporção dos resultados das entidades, na rubrica de “Ganhos / (Perdas) em Joint Ventures”.

3.4. Informação 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.

A REN identificou como responsável pela tomada de decisões operacionais, a Comissão Executiva. É a Comissão Executiva que revê a informação interna preparada de forma a avaliar a performance das actividades do grupo e a afectação de recursos. A determinação dos segmentos foi efectuada com base na informação que é analisada pela Comissão Executiva, da qual não resultaram novos segmentos comparativamente aos já reportados anteriormente.

O Grupo REN encontra-se organizado em dois segmentos de negócio principais: a Electricidade e o Gás e em dois segmentos secundários: as telecomunicações e a gestão do mercado de derivados de electricidade. 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. 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.

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

A informação financeira relativa aos proveitos dos segmentos de negócio identificados é incluída na Nota 6.

3.5. Conversão cambial

(i) Moeda funcional e de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas 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 saldo

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 pagamento/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 consolidada dos resultados, na rubrica de gastos 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:

CONVERSÕES DE MOEDA ESTRANGEIRA	2010	2009
[divisa]		
USD	1,3362	1,4406
CHF	1,2504	1,4836
GBP	0,8608	0,8881
SEK	8,966	10,252
NOK	7,8000	8,3000
DKK	7,4535	7,4418
RON	4,262	4,2363
JPY	108,6500	133,1600

3.6. Activos fixos tangíveis e intangíveis

Os activos tangíveis e intangíveis encontram-se valorizados ao custo de aquisição ou construção deduzido de amortizações / depreciações e perdas por imparidade acumuladas. Este custo inclui o custo considerado à data de transição para IFRS, e os custos de aquisição ou construção para activos adquiridos /construídos após essa data.

O custo de aquisição / construção 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 durante o período da construção com empréstimos obtidos 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 exercício em que são incorridos.

Os activos intangíveis em curso reflectem os activos da concessão ainda em fase de construção encontrando-se registados pelo custo de construção deduzidos de eventuais perdas de imparidade, sendo amortizados a partir do momento em que os projectos de investimento estejam concluídos ou disponíveis para utilização.

Com a aplicação da IFRIC 12, o Grupo REN classifica os activos afectos às concessões em conformidade com o modelo do Activo Intangível (Nota 3.2).

Os activos intangíveis afectos à concessão são amortizados de forma linear desde a data em que os mesmos se encontrem disponíveis para uso, de acordo com o modelo de consumo esperado dos futuros benefícios económicos, que corresponde ao período de vida regulatório aprovado pela ERSE, e atendendo a que no final da concessão, o Grupo tem direito a receber o valor líquido contabilístico dos bens.

Os activos fixos tangíveis são depreciados de forma linear, pelo período da vida útil estimada dos bens.

Sempre que existam indícios de perda de valor dos activos fixos, 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 amortizações 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 fixos tangíveis e intangíveis são determinados pela diferença entre o valor de realização e o valor contabilístico do activo, sendo reconhecidos na demonstração consolidada dos resultados.

3.7. 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, o Grupo 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.

3.8. Activos financeiros

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

Os investimentos em 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 rendimentos e gastos resultantes da alteração do justo valor, reconhecidos nos resultados do período 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 rendimentos financeiros, 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 “cash-flows” 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 na demonstração da posição financeira como “Clientes e outras contas a receber” (Nota 3.11), 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.

3.9. Instrumentos financeiros derivados

Os instrumentos financeiros derivados são registados inicialmente ao justo valor na 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 gastos ou rendimentos financeiros. Quando designados com 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 coberto 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 de cobertura, 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. Existências

As existências encontram-se registadas 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. Os consumos de existências são determinados com base no 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 existências de gás.

3.11. Clientes e outras contas a receber

As rubricas de clientes e outras contas a receber são registadas ao custo ou 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.

3.12. 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, conseqüentemente, 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.

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.

3.13. 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.

3.14. 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 na demonstração da posição financeira, 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.

3.15. Capital social e Acções Próprias

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 como uma dedução ao capital próprio. De acordo com o código das sociedades comerciais 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 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.

3.16. 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 3.17) e Fornecedores e Outras Contas a pagar. Os Fornecedores e Outras Contas a pagar são reconhecidas ao custo ou 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.

3.17. 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.

3.18. Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre rendimento do exercício 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 substancialmente já 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 activos por impostos diferidos são reconhecidos na medida em que seja provável que existam lucros tributáveis futuros disponíveis para utilização da diferença temporária. Os passivos por impostos diferidos 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 subsidiárias, 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.

3.19. 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 na demonstração consolidada da posição financeira relativamente a responsabilidades com benefícios de reforma, corresponde ao valor presente da obrigação do benefício determinado à data de relato, deduzido do justo valor dos activos do plano, juntamente com ajustamentos relativos a custos de serviços passados, se aplicável.

Os ganhos e perdas actuariais apurados num exercício, e para cada plano de benefícios concedidos, resultantes dos ajustamentos nos pressupostos actuariais, ajustamento de experiência ou no esquema de benefícios, são registados directamente no Capital próprio.

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.

iii) Contratos de Seguros de Vida

As empresas do Grupo garantem aos seus funcionários benefícios relativos a 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.

iv) Pré-reformas

As responsabilidades assumidas pelo Grupo com pré-reformas 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 uma taxa de desconto apropriada. O passivo é reconhecido deduzido, quando aplicável, pelo custo dos serviços passados.

Os ganhos e perdas actuariais apurados no exercício, são registados directamente no capital próprio.

3.20. 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 de que não, que seja necessário um dispêndio de recursos internos no pagamento dessa obrigação; e iii) o montante possa ser estimado com fiabilidade. 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.

3.21. Subsídios do Estado e outros

Estes subsídios referem-se a subsídios recebidos pelo investimento em activos reconhecidos como activos intangíveis, 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 apenas 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 sistemática de acordo com a amortização dos activos a que estão associados.

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

3.22. Rendimentos e gastos

Os rendimentos e gastos 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 rendimentos e gastos são reconhecidas como activos ou passivos, se se qualificarem como tal.

Desvios tarifários

Os Regulamentos Tarifários dos sectores da electricidade e do gás, emitidos pela ERSE, definem a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das actividades reguladas e contemplam nessa fórmula de cálculo o apuramento dos desvios tarifários que são recuperados até ao segundo ano após a data em que os mesmos são gerados, encontrando-se assim definido o período no qual estes desvios serão recuperados.

Desta forma o Grupo REN apura, em cada data de relato e de acordo com os critérios definidos pelo regulamento tarifário publicado pela ERSE, os desvios apurados entre os proveitos permitidos e os reais.

Atendendo à legislação e enquadramento regulatório em vigor acima descrito, os desvios tarifários apurados pela REN em cada exercício cumprem um conjunto de características (fiabilidade de mensuração, direito à sua recuperação, transmissibilidade dos mesmos, identificabilidade do devedor e incidência de juros) que suportam o seu reconhecimento como rédito, e como activo, no ano em que são apurados, nomeadamente por serem fiavelmente mensuráveis e por ser virtualmente certo que os benefícios económicos associados à(s) transacção(ões) fluam para a Empresa. Tal é igualmente válido quando são apurados desvios tarifários negativos, os quais são configuráveis como passivos e como menos rédito.

Importa ainda referir que apesar das IFRS serem omissas quanto ao registo de desvios tarifários, por supletividade e atendendo ao parágrafo 12 da IAS 8, o normativo internacional SFAS 71– *Accounting for the effects of certain types of regulation* vem reforçar o registo de desvios tarifários activos e passivos nas condições em que o enquadramento regulatório da electricidade e do gás se encontram estabelecidos para a REN.

3.23. 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 CO₂, assim como os valores dos parâmetros a vigorarem no cálculo dos incentivos estabelecidos. 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 amortização 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 amortização dos activos da concessão associados à gestão global do sistema;
- ii) a amortização 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
- custos operacionais da entidade reguladora.

Segmento do gás

O rédito das actividades resultantes da concessão do gás é determinado 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

O rédito do segmento de telecomunicações resulta dos serviços prestados pela empresa do grupo RENTELECOM, com o aluguer da fibra óptica, beneficiando da capacidade excedentária dos equipamentos instalados. Nesta área são ainda prestados serviços de gestão de redes privadas de voz. O rédito é reconhecido no período em que o serviço é

prestado, com referência à percentagem de conclusão de cada transacção específica, avaliada tendo em conta os serviços já prestados e o total dos serviços a prestar.

Segmento do Operador do Mercado de Energia

A gestão do Mercado de Derivados de electricidade, no âmbito do MIBEL, origina o pagamento de uma comissão por cada operação negociada. O rédito destas transacções é recebido no momento do pagamento.

3.24. Locações

Locações de activos, 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/amortização dos activos locados, são reconhecidos na Demonstração dos resultados consolidados, no período a que respeitam.

Os activos 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 gasto na demonstração dos resultados, 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 pela Divisão de Gestão Financeira com base em políticas aprovadas pela Administração. A Divisão de Gestão Financeira 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 apresenta uma exposição ao risco cambial limitada. O risco de flutuação das taxas de câmbio inerente à emissão obrigacionista de 10.000 milhões de iénes (“JPY”), encontra-se totalmente coberto por via da contratação de um *cross currency swap* com o mesmo nocional.

Em 31 de Dezembro de 2010, uma variação adversa nas taxas de câmbio *forward* Euro/JPY na ordem dos 5%, mantendo tudo o resto constante, teria um impacto negativo em capitais próprios de cerca de 5,3 milhões de euros (4,1 milhões em 2009) caso não tivesse sido contratado o referido instrumento financeiro derivado.

ii) Risco de crédito

A exposição ao risco de crédito não é significativa por os serviços prestados serem, em grande medida, facturados aos distribuidores de electricidade e de gás natural no âmbito de mercados regulados. Além disso, em geral, os

contratos com os clientes prevêem a prestação de garantias.

Nos depósitos bancários, nos investimentos financeiros e na contratação de instrumentos derivados, o risco de contraparte é mitigado pela selecção de instituições de primeira linha com um rating de crédito sólido e com grande notoriedade no mercado.

iii) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da REN é efectuada através de uma gestão dinâmica e flexível dos programas de papel comercial, assim como pela negociação de limites de crédito que permitam, não só assegurar as necessidades de tesouraria correntes do Grupo REN, mas também assegurar alguma flexibilidade que permita lidar com choques exógenos à sua actividade.

A tabela seguinte apresenta as responsabilidades do Grupo REN por intervalos de maturidade residual contratual e inclui os instrumentos financeiros derivados cuja liquidação financeira dos fluxos associados é efectuada pelo valor líquido. Os montantes apresentados na tabela são os fluxos de caixa contratuais não descontados.

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

2009	31 de Dezembro 2009			Total
	Menos de 1 ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	
Empréstimos obtidos				
Leasings financeiros	1.475	2.621	-	4.096
Empréstimos bancários	57.431	276.130	492.832	826.393
Papel comercial	405.392	157.753	-	563.145
Empréstimos Obrigacionistas	56.489	1.023.892	112.529	1.192.910
Descobertos bancários	45.312	-	-	45.312
	566.099	1.460.396	605.361	2.631.856
Instrumentos financeiros derivados	5.494	7.474	-	12.968
Fornecedores e contas a pagar	402.474	-	-	402.474
2010	31 de Dezembro 2010			Total
	Menos de 1 ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	
Empréstimos obtidos				
Leasings financeiros	1.260	1.743	-	3.003
Empréstimos bancários	60.051	308.782	576.576	945.409
Papel comercial	269.143	228.280	-	497.423
Empréstimos Obrigacionistas	54.973	965.179	113.240	1.133.392
Descobertos bancários	36.727	-	-	36.727
	422.153	1.503.984	689.816	2.615.953
Instrumentos financeiros derivados	5.134	1.164	-	6.299
Fornecedores e contas a pagar	409.133	130.323	-	539.456

A tabela seguinte apresenta os instrumentos financeiros derivados cuja liquidação financeira dos fluxos associados ocorre pelo valor bruto.

INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS DE COBERTURA				
31 de Dezembro 2009				
(em milhares de euros)	Menos de 1 ano	Entre 1 e 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Cross Currency Interest Rate Swap				
Outflows	4.157	16.709	102.336	123.202
Inflows	2.035	8.152	94.415	104.602

INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS DE COBERTURA				
31 de Dezembro 2010				
(em milhares de euros)	Menos de 1 ano	Entre 1 e 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Cross Currency Interest Rate Swap				
Outflows	4.169	16.686	99.064	119.919
Inflows	2.494	9.977	113.240	125.711

iv) Risco de taxa de juro

O risco associado à flutuação da taxa de juro tem essencialmente dois impactos significativos 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 do Grupo REN tem um rendimento garantido através de tarifas, cuja definição depende, em parte, do nível de taxas 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.

Ao nível dos passivos financeiros, o Grupo REN apresenta exposição ao risco de taxa de juro, principalmente por via dos empréstimos obtidos.

Os financiamentos a taxa variável expõem o Grupo REN ao risco associado aos fluxos de caixa decorrentes de alterações na taxa de juro. Os empréstimos emitidos a taxa fixa expõem o Grupo REN ao risco de justo valor, decorrente de alterações na taxa de juro.

O Grupo REN efectua a análise da sua exposição ao risco de taxa de juro numa base dinâmica. O Grupo REN detém 4 swaps de taxa de juro com o objectivo de fazer a cobertura do risco de flutuação da taxa de juro variável e contratou durante o exercício de 2010 dois forward start swap com início em 2012.

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 2009 e 2010, com os seguintes pressupostos:

- Alterações nas taxas de juro do mercado afectam rendimentos ou despesas de juros de instrumentos financeiros variáveis;
- Alterações nas taxas de juro de mercado apenas afectam os resultados ou capitais próprios em relação a instrumentos financeiros com taxas de juro fixas se estes estiverem reconhecidos a justo valor;

- Alterações nas taxas de juro de mercado afectam o justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros activos e passivos financeiros;
- Alterações no justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros activos e passivos financeiros são estimados descontando os fluxos de caixa futuros de valores actuais líquidos, utilizando taxas de mercado do final do ano.

Sob estes pressupostos, um aumento de 0,25% em taxas de juro de mercado para todas as moedas às quais o Grupo tem empréstimos ou instrumentos financeiros derivados, resultaria numa diminuição do lucro antes de imposto de cerca 1,5 milhões de euros (2009: 1,2 milhões de euros) e num aumento do capital próprio em cerca de 5,2 milhões de euros (2009: 4,2 milhões de euros).

v) Risco de preço

A exposição da REN ao risco de preço resulta essencialmente dos seus investimentos na REE e Enagás. Em 31 de Dezembro de 2010, uma variação negativa de 10% na cotação das acções da REE e Enagás representaria um impacto de 8,3 milhões de Euros negativos em capitais próprios (2009: 8,9 milhões de euros).

vi) Riscos da actividade regulada

Os ganhos registados em cada exercício pela REN resultam directamente dos pressupostos considerados pelo regulador ERSE, na definição das tarifas reguladas para o sector da electricidade e do gás.

vii) 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 da demonstração da posição financeira, é manter uma estrutura de capital optimizada, 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.

4.3. Contabilização de instrumentos financeiros derivados

Como parte da sua actividade de agente na gestão dos CAE's da Turbogás e Tejo Energia, a empresa do grupo, a REN Trading negocia contratos futuros da aquisição de energia, no mercado espanhol ou francês e contratos *forward* de licenças de CO₂. 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 CAE's.

O OMIP, entidade gestora do Mercado de derivados do MIBEL e, mais especificamente, a OMIclear, detida em 100% 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.

O Grupo procede à cobertura de uma parcela de pagamentos futuros de juros de empréstimos, de emissões obrigacionistas e de papel comercial, através da designação de *swaps* de taxa de juro em que paga uma taxa fixa e recebe uma taxa variável, com um *nocional* de 384.000 milhares de euros (Dezembro de 2009: 384.000 milhares de euros). Esta é uma cobertura do risco de taxa de juro

associado aos pagamentos de juros à taxa variável decorrentes de passivos financeiros reconhecidos. O risco coberto é o indexante da taxa variável ao qual estão associados os cupões de juros dos financiamentos. O objectivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra a ser coberto. O justo valor destes *swaps* de taxa de juro em 31 de Dezembro de 2010, é de 5.678 milhares de euros negativos (Dezembro de 2009: 6.066 milhares de euros negativos).

Durante o exercício de 2010, o Grupo contratou dois *forward-start swaps* de taxa de juro com início em 2012, com o objectivo de cobrir o risco de flutuação das taxas de juro de emissões de papel comercial futuras que a Gestão estima contratar. Estes instrumentos detêm um *nocional* de 200.000 milhares de euros, pagando a REN uma taxa fixa e recebendo uma taxa variável. O risco coberto é o indexante da taxa variável aos quais se encontram associados os cupões de juros dos financiamentos. O objectivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra a ser coberto. O justo valor destes *swaps* de taxa de juro, em 31 de Dezembro de 2010, é de 1.553 milhares de euros positivos.

Adicionalmente, a REN procede à cobertura da sua exposição ao risco de fluxos de caixa da sua emissão obrigacionista de 10.000 milhões de JPY, decorrente do risco cambial, através de um *cross currency swap* com as características principais equivalentes às da dívida emitida. O mesmo instrumento de cobertura é utilizado para uma cobertura de justo valor do risco de taxa de juro da referida emissão obrigacionista através da componente *forward start swap* que só terá início em Junho de 2019. As variações de justo valor do instrumento de cobertura encontram-se igualmente a ser diferidas em reservas de cobertura. A partir de Junho de 2019, o objectivo será o de cobrir a exposição a JPY e o risco de taxa de juro, transformando a operação numa cobertura de justo valor, passando a registar-se as alterações de justo valor da dívida emitida decorrente dos riscos cobertos, em resultados.

De referir que são registados na demonstração dos resultados os montantes decorrentes do instrumento de cobertura quando a transacção coberta afecta os resultados do exercício.

O justo valor do *cross currency swap* em 31 de Dezembro de 2010 é de 19.146 milhares de euros positivos (Dezembro de 2009: 4.083 milhares de euros negativos).

O valor registado em reservas referente às coberturas de fluxos de caixa acima referidas, em 31 de Dezembro de 2010, é de 1 607 milhares de euros (Dezembro de 2009: 7.556 milhares de euros).

O Grupo contratou em 2009 um *swap* de taxa de juro para efectuar a cobertura de justo valor de uma emissão de 300.000 milhares de euros. Esta cobertura foi descontinuada em Novembro de 2009, sendo que à data da descontinuação o instrumento coberto apresentava um ajustamento de justo valor decorrente da cobertura de 677 milhares de euros. Este montante está a ser amortizado por contrapartida de resultados, de acordo com o método do juro efectivo, durante a maturidade do instrumento coberto.

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

O Grupo 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 e amortizações a aplicar é essencial para determinar o montante das depreciações e amortizações 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.

5.4. Imparidade

A determinação de uma eventual perda por imparidade pode ser identificada pela ocorrência de diversos eventos, muitos dos quais fora da esfera de influência do Grupo 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.

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 muito 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 regasificação 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 findo em 31 de Dezembro de 2009, foram como se segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Outros	Grupo
Total de vendas e prestação de serviços	486.790	177.720	5.534	4.922	28.990	703.956
Vendas e prestação de serviços inter-segmentos	(120.607)	(815)	(633)	(1.433)	(28.990)	(152.478)
Vendas e prestação de Serviços	366.183	176.905	4.901	3.489	0	551.478
Resultado Operacional por Segmento	172.952	101.559	1.007	(1.290)	(15.528)	258.699
Gastos de financiamento	49.445	14.481	1	19	21.270	85.216
Rendimentos financeiros	311	2.648	44	45	8.394	11.442
Resultados antes do imposto						184.925
Imposto sobre o rendimento						(50.878)
Resultado líquido do exercício						134.047
Outros custos:						
Amortizações/Depreciações do exercício	114.054	46.028	35	288	86	160.491
Provisões	-	-	-	-	981	981

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 reexpressos para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, foram como segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Outros	Grupo
Activos	2.722.452	1.309.886	4.604	109.074	135.032	4.281.048
Investimentos em "joint ventures"	-	11.063	-	-	-	11.063
Total activos	2.722.452	1.320.949	4.604	109.074	135.032	4.292.111
Passivos	797.121	356.082	767	104.384	2.039.161	3.297.515
Investimentos em activos fixos tangíveis	44	-	-	391	8	444 a)
Investimento em activos intangíveis - Activos de concessão	355.213	110.661	-	-	-	465.874 a)
Total de investimento	355.257	110.661	-	391	8	466.318

a) Estes montantes foram reexpressos para efeitos de comparabilidade (ver Nota 3.2.) face à informação por segmentos em 31 de Dezembro de 2009, tal como anteriormente publicada.

Os resultados por segmento para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2010 são como se segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Outros	Grupo
Total de vendas e prestação de serviços	854.691	177.416	6.562	3.635	33.939	1.076.244
Vendas e prestação de serviços inter-segmentos	(286.642)	(33)	(700)	(1.123)	(28.918)	-317.417
Vendas e prestação de Serviços	568.49	177.382	5.862	2.513	5.021	758.827
Resultado Operacional por Segmento	166.953	102.024	4.334	(943)	-21.850	250.519
Gastos de financiamento	57.384	12.737	1	6	19.755	89.883
Rendimentos financeiros	197	1.078	-	119	4.590	5.984
Resultados antes do imposto						166.619
Imposto sobre o rendimento						(56.353)
Resultado líquido do exercício						110.266
Outros custos:						
Amortizações/Depreciações do exercício	122.299	49.991	13	212	118	172.633
Provisões	304	-	-	-	12.470	12.774

Os activos e passivos por segmento, bem como os investimentos em imobilizado para o exercício de 2010, são como segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Outros	Grupo
Total activos	2.825.686	1.336.634	3.548	79.257	215.378	4.460.503
Passivos	843.265	358.815	472	75.471	2.160.579	3.438.602
Investimentos em activos fixos tangíveis	4	-	-	367	339	710
Investimento em activos intangíveis - Activos de concessão	293.856	148.473	-	-	-	442.330
Total de investimento	293.861	148.473	-	367	339	443.040

Os activos por segmento consistem essencialmente nos activos da concessão classificados na rubrica de outros activos fixos intangíveis, bem como os clientes e contas a receber. Os passivos por segmento compreendem os passivos operacionais, excepto os passivos da “holding” e os empréstimos não obtidos para financiamento da actividade de exploração, apresentados como passivos “Outros”.

Os investimentos em activos fixos referem-se a adições a activos fixos tangíveis e intangíveis (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 nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo.

7. Activos fixos tangíveis

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 os movimentos registados em rubricas do activo fixo tangível e intangível foram como segue:

MOVIMENTOS NOS ACTIVOS FIXOS TANGÍVEIS E INTANGÍVEIS – 2009

[Em milhares de euros]	1 de Janeiro de 2009 - reexpresso			Movimentos					31 de Dezembro de 2009 - reexpresso		
	Custo de Aquisição	Deprec. Acumuladas	Activo Líquido	Adições	Alien. e abates	Transfer.	Deprec. - exercício	Depreciação - alienações, transferências e abates	Custo de Aquisição	Deprec. Acumuladas	Activo Líquido
Activos Tangíveis											
Terrenos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edifícios e outras construções	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento básico	103	(32)	71	-	-	-	(13)	-	103	(45)	58
Equipamento de transporte	490	(141)	348	49	(39)	-	(103)	27	500	(218)	282
Equipamento Administrativo	2.874	(2.453)	422	236	-	-	(276)	5	3.110	(2.725)	385
Imobilizado em curso	-	-	-	159	-	-	-	-	159	-	159
	3.467	(2.626)	841	444	(39)	-	(392)	31	3.871	(2.987)	884
Activos Intangíveis											
Activos de Concessão	5.023.618	(2.117.762)	2.905.856	12.786	(5.486)	383.861	(160.099)	5.270	5.414.779	(2.272.590)	3.142.189
Activos intangíveis em curso - activos de concessão	239.575	-	239.575	453.088	-	(383.861)	-	-	308.803	-	308.803
Goodwill	3.774	-	3.774	-	-	-	-	-	3.774	-	3.774
	5.266.967	(2.117.762)	3.149.205	465.874	(5.486)	-	(160.099)	5.270	5.727.356	(2.272.590)	3.454.766

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2010 os movimentos registados em rubricas dos activos fixos tangíveis e intangíveis foram como segue:

MOVIMENTOS NOS ACTIVOS FIXOS TANGÍVEIS E INTANGÍVEIS – 2010

[Em milhares de euros]	31 de Dezembro de 2009 - Reexpresso			Movimentos					31 de Dezembro de 2010		
	Custo de Aquisição	Deprec. Acumuladas	Activo Líquido	Adições	Alien. e abates	Transfer.	Deprec. - exercício	Deprec. - alienações, transferências e abates	Custo de Aquisição	Deprec. Acumuladas	Activo Líquido
Activos Tangíveis											
Terrenos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edifícios e outras construções	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento básico	103	(45)	58	-	-	-	(13)	-	103	(58)	45
Equipamento de transporte	500	(218)	282	280	(103)	-	(143)	100	677	(261)	416
Ferramentas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Administrativo	3.111	(2.725)	386	218	(36)	241	(200)	1	3.534	(2.924)	611
Imobilizado em curso	159	-	159	212	-	(241)	-	-	130	-	130
	3.873	(2.988)	885	710	(139)	-	(355)	101	4.444	(3.243)	1.201
Activos Intangíveis											
Activos de Concessão	5.414.778	(2.272.589)	3.142.189	30.188	(4.304)	381.073	(172.278)	4.117	5.821.735	(2.440.750)	3.380.985
Activos intangíveis em curso - activos de concessão	308.803	-	308.803	412.142	-	(381.073)	-	-	339.872	-	339.872
Goodwill	3.774	-	3.774	-	-	-	-	-	3.774	-	3.774
	5.727.355	(2.272.589)	3.454.766	442.330	(4.304)	0	(172.278)	4.117	6.165.382	(2.440.750)	3.724.632

Os saldos das contas em 31 de Dezembro de 2009 foram reexpressos devido à adopção da IFRIC 12 – ver Nota 3.2.

As adições registadas no decurso do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010, referem-se essencialmente a direitos subjacentes à exploração de subestações e linhas da Rede Nacional de Transporte (“RNT”), no segmento da electricidade, e, no segmento do gás, ao direito subjacente à exploração do projecto de construção do 3º tanque no Terminal de Sines e ligações a novos clientes.

No exercício de 2010, o valor de custos financeiros capitalizados no imobilizado em curso ascendeu a 12 821 milhares de euros (9 213 milhares de euros em 2009), enquanto os encargos de estrutura e de gestão ascenderam a 13 113 milhares de euros (14 657 milhares de euros em 2009).

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2010 o valor líquido dos activos intangíveis que foram financiados através de contratos de locação financeira é como segue:

	2010	2009
Valor bruto	5.846	6.254
Amortizações acumuladas	(2.616)	(1.949)
Valor líquido	3.230	4.305

Goodwill

O *Goodwill* representa a diferença entre os montantes pagos na aquisição de participações em subsidiárias e o justo valor dos capitais próprios da REN Atlântico, S.A. no âmbito do *unbundling* do negócio do gás natural.

Teste de imparidade ao Goodwill

A REN efectuou o teste de imparidade ao goodwill em 31 de Dezembro de 2010, 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 cash flow 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 cash-flows 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 5,68%).

O valor recuperável calculado foi de 59 505 milhares de euros, valor que permite a recuperação do valor do imobilizado líquido acrescido do goodwill de 3 774 milhares de euros.

8. Interesses em “joint ventures”

Com a aquisição do negócio do transporte de gás natural em 2006, 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, SA, 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 rentabilidade destas empresas era assegurada pelos dois parceiros (REN e Enagás) através da fixação do preço anual a pagar por cada unidade de gás natural transportado.

Na sequência do contrato celebrado em 17 de Dezembro de 2010 com a Enagás, conforme mencionado nas Notas 1 e 34, a REN, com efeitos a 31 de Dezembro de 2010, passou a deter o controlo das políticas operacionais do Gasoduto Braga – Tuy, S.A. e Gasoduto Campo Maior – Leiria – Braga, S.A., e passou a incluir estas sociedades no perímetro de consolidação com referência a essa data.

Atendendo à data a que o Grupo adquiriu o controlo, a quota parte dos ganhos destas sociedades do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010 foi reconhecida na demonstração consolidada dos resultados na rubrica de “Ganhos/perdas em Joint ventures” no montante de 8 092 mEuros (10 033 mEuros em 2009), pelo que a demonstração consolidada dos resultados não inclui a consolidação da totalidade dos rendimentos e gastos relativos a estas entidades.

9. Activos e passivos por Impostos Diferidos

Em 31 de Dezembro de 2010, 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 se segue:

	2010	2009
Capital próprio		
Imposto diferido	(3.913)	8.511
	(3.913)	8.511
Demonstração dos resultados		
Imposto diferido	36.184	(18.863)
Imposto corrente	(92.537)	(32.016)
Total (Nota 29)	(56.353)	(50.878)

IMPACTO DOS MOVIMENTOS NAS RUBRICAS DE IMPOSTOS DIFERIDOS	2010	2009
Impacto na demonstração dos resultados:		
Activos por impostos diferidos	22.516	(6.782)
Passivos por impostos diferidos	13.669	(12.081)
	36.184	(18.863)
Impactos no capital próprio:		
Activos por impostos diferidos	(279)	8.749
Passivos por impostos diferidos	(3.634)	(238)
	(3.913)	8.511
Impacto líquido dos impostos diferidos	32.271	(10.352)

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

Activos por impostos diferidos - Movimentos do ano

	Provisões	Prejuízos fiscais	Pensões	Instrumentos financeiros derivados	Activos disponíveis para venda	Desvios Tarifários	Outros	Total
A 1 de Janeiro de 2009	15.588	23	11.977		960	-	7.112	35.660
Constituição/reversão por capital	-	-	7.193		(464)	-	2.021	8.749
Reversão por resultados	(14.185)	-	540		-	-	(1.011)	(14.656)
Constituição por resultados	-	1.028	(1.201)		-	14.243	(6.196)	7.874
Movimento do exercício	(14.185)	1.028	6.532		(464)	14.243	(5.186)	1.967
A 31 de Dezembro de 2009	1.403	1.051	18.509		496	14.243	1.926	37.627
A 1 de Janeiro de 2010	1.403	1.051	18.509	-	496	14.243	1.926	37.627
Constituição/reversão por capital	-	-	1.291	928	(496)	-	(2.002)	(279)
Reversão por resultados	(261)	-	(651)	-	-	-	-	(912)
Constituição por resultados	196	193	-	597	-	22.359	83	23.428
Movimento do exercício	(65)	193	640	1.525	(496)	22.359	(1.919)	22.237
Valor de impostos diferidos das sociedades CMLB e Braga-Tuy							938	938
A 31 de Dezembro de 2010	1.337	1.244	19.149	1.525	-	36.602	945	60.802

Em 31 de Dezembro de 2010 os activos por impostos diferidos referem-se maioritariamente às obrigações com os planos de benefícios atribuídos aos empregados e aos desvios tarifários a entregar à tarifa em anos posteriores.

Passivos por impostos diferidos - Movimentos do ano

	Agente	Desvios Tarifários	Reavaliações	Instrumentos financeiros derivados	Outros	Total
A 1 de Janeiro de 2009	32.987	-	36.048		232	69.267
Constituição/reversão por capital	-		-		238	238
Constituição por resultados	-	47.973				47.973
Reversão por resultados	(32.987)	-	(2.435)		(470)	(35.892)
Movimentos do exercício	(32.987)	47.973	(2.435)		(232)	12.319
A 31 de Dezembro de 2009	-	47.973	33.613		-	81.586
A 1 de Janeiro de 2010		47.973	33.613	-		81.586
Constituição/reversão por capital		-	3.172	462		3.634
Constituição por resultados		-	-	642		642
Reversão por resultados		(11.884)	(2.426)			(14.310)
Movimentos do exercício		(11.884)	746	1.103		(10.035)
A 31 de Dezembro de 2010		36.089	34.359	1.103		71.551

Os passivos por impostos diferidos relativos a reavaliações resultam da actualização do valor dos activos efectuada ao abrigo de diplomas legais. O efeito destes impostos diferidos reflecte a não dedução fiscal de 40% da reavaliação efectuada.

10. Activos e passivos financeiros classificados de acordo com a IAS 39

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

	Notas	Créditos e valores a receber	Instrumentos financeiros derivados	Activos financeiros disponíveis para venda	Outro activos/ passivos financeiros	Activos/ passivos não financeiros	Total
2009							
Activos							
Caixa e equivalentes de caixa	16	69.888	-	-	-	-	69.888
Depósitos de garantia recebidos	14	102.637	-	-	-	-	102.637
Clientes e outras contas a receber	12	470.649	-	-	-	-	470.649
Outros investimentos financeiros	15	-	-	-	7.276	-	7.276
Imposto sobre o rendimento a receber	29	25.115	-	-	-	-	25.115
Activos financeiros disponíveis para venda	11	-	-	90.419	-	-	90.419
Total activos financeiros		668.289	-	90.419	7.276	-	765.983
Passivos							
Empréstimos obtidos	19	-	-	-	2.208.775	-	2.208.775
Depósitos de garantia a pagar	14	-	-	-	102.637	-	102.637
Fornecedores e outras contas a pagar	22	-	-	-	434.058	384.776	819.234
Instrumentos financeiros derivados	15	-	10.149	-	-	-	10.149
Total passivos financeiros		-	10.149	-	2.736.841	393.804	3.140.795

2010	Notas	Créditos e valores a receber	Instrumentos financeiros derivados	Activos financeiros disponíveis para venda	Outro activos/passivos financeiros	Activos/passivos não financeiros	Total
Activos							
Caixa e equivalentes de caixa	16	138.598	-	-	-	-	138.598
Depósitos de garantia recebidos	14	74.234	-	-	-	-	74.234
Clientes e outras contas a receber	12	342.301	-	-	-	-	342.301
Outros investimentos financeiros	15	-	-	-	7.119	-	7.119
Activos financeiros disponíveis para venda	11	-	-	84.301	-	-	84.301
Imposto sobre o rendimento a receber	29	361	-	-	-	-	361
Instrumentos financeiros derivados		-	22.911	-	-	-	22.911
Total activos financeiros		555.494	22.911	84.301	7.119	-	669.824
Passivos							
Empréstimos obtidos	19	-	-	-	2.257.784	-	2.257.784
Depósitos de garantia a pagar	14	-	-	-	74.234	-	74.234
Fornecedores e outras contas a pagar	22	-	-	-	539.455	345.291	884.746
Imposto sobre o rendimento a pagar	29	-	-	-	59.925	-	59.925
Instrumentos financeiros derivados	15	-	7.250	-	-	-	7.250
TOTAL PASSIVOS FINANCEIROS		-	7.250	-	2.871.473	345.291	3.283.940

A rubrica de “Outros investimentos financeiros”, corresponde ao investimento financeiro da Empresa no fundo fechado “Luso Carbon Fund”, com um prazo de maturidade de 10 anos.

A coluna de “Activos / passivos não financeiros” inclui os montantes de subsídios ao investimento que são tratados ao abrigo da IAS 20.

Estimativa de justo valor - activos mensurados ao justo valor

A tabela seguinte apresenta os activos e passivos do Grupo mensurados ao justo valor em 31 de Dezembro de 2010, de acordo com os seguintes níveis de hierarquia de justo valor:

- Nível 1: justo valor de instrumentos financeiros é baseado em cotações de mercados líquidos activos à data de referência do balanço;
- Nível 2: o justo valor de instrumentos financeiros não é determinado com base em cotações de mercado activo, mas sim com recurso a modelos de avaliação. Os principais inputs dos modelos utilizados são observáveis no mercado, sendo o intervalo de taxas de desconto utilizado para a curva Euro de cerca de 1% a 3.6% (maturidades de 3 meses a 15 anos) e da curva lene de cerca de 0.19% a 1.6% (maturidades de 3 meses a 15 anos);
- Nível 3: o justo valor de instrumentos financeiros não é determinado com base em cotações de mercado activo, mas sim com recurso a modelos de avaliação, cujos principais inputs não são observáveis no mercado.

DESCRIÇÃO		Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Activos:					
Activos financeiros disponíveis para venda	Acções	84.301	-	-	84.301
Activos financeiros ao justo valor	Derivados de cobertura	-	20.699	-	20.699
Activos financeiros ao justo valor reconhecidos em resultados	Derivados de negociação	2.212	-	-	2.212
Passivos:					
Passivos financeiros ao justo valor reconhecidos em reservas	Derivados de cobertura	-	5.678	-	5.678
Passivos financeiros ao justo valor reconhecidos em resultados	Derivados de negociação	1.572	-	-	1.572
		84.941	15.021		99.962

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 baseado na Standard & Poor's ou informação histórica das entidades a que se referem:

	2010	2009
Cientes e outros devedores		
AA-	-	85.382
A+	-	-
A	-	-
A-	85.269	-
Outros sem rating	257.031	385.266
Total de créditos e valores a receber	342.300	470.648
Caixa e equivalentes de caixa		
AAA	955	1940
AA	39	3.008
AA-	-	10
A+	38	452
A	26	64.434
A-	136.801	-
BBB+	668	-
Sem rating	71	44
Total de caixa e equivalentes de caixa	138.598	69.888

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.

Em 31 de Dezembro de 2010, os créditos vencidos ou em imparidade são:

- i) dos créditos a receber, 844 milhares de euros (Nota 11) 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.

11. Activos financeiros disponíveis para venda

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, os activos reconhecidos nesta rubrica referem-se a instrumentos de capital detidos em entidades estratégicas do mercado de electricidade espanhol, e detalham-se como segue:

	% detida	Entidade	2010	2009
OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia (Polo Espanhol)	10,00%	OMIP, SGPS	1.033	-
OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia (Polo Espanhol)	10,00%	OMIP, S.A.	-	1.033
Red Eléctrica Corporación, S.A. ("REE")	1,00%	REN, SGPS	47.651	52.551
Enagás, S.A.	1,00%	REN, SGPS	35.617	36.835
Total			84.301	90.419

Os movimentos registados nesta rubrica foram os seguintes:

	OMEL	REE	ENAGAS	Total
1 de Janeiro de 2009	1.033	48.733	37.157	86.924
Ajustamento de justo valor	-	3.818	(322)	3.496
31 de Dezembro de 2009	1.033	52.551	36.835	90.419
Ajustamento de justo valor	-	(4.900)	(1.218)	(6.118)
31 de Dezembro de 2010	1.033	47.651	35.617	84.301

Em 25 de Outubro de 2010, no âmbito de um projecto de cisão - fusão foi efectuada a transferência de um conjunto de activos pertencentes ao OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A. para a sociedade OMIP - Operador do Mercado Ibérico, SGPS, S.A. entre os quais se destaca a participação na OMEL.

A participação da OMIP, SGPS na OMEL está registada ao custo de aquisição, uma vez que a OMEL tem uma actividade específica, não é uma empresa cotada e as suas acções não foram objecto de qualquer transacção recente a condições de mercado. Não foi efectuado qualquer ajustamento à data de 31 de Dezembro de 2010, por não existirem indícios de perda por imparidade.

As participações da REN SGPS na REE e ENAGAS estão registadas ao justo valor determinado com base na cotação de fecho na bolsa das respectivas empresas à data de 31 de Dezembro de 2010.

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 Bolsa de Madrid integrando o índice “IBEX 35” e o activo financeiro foi registado na data do balanço de acordo com a cotação em 30 de Dezembro de 2010, o que resultou numa desvalorização de justo valor de 4 900 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% de acções da Enagás como parte de um acordo

de parceria estratégica. A Enagás esta listada na Bolsa de Madrid, integrando o índice “IBEX 35” tendo o activo sido registado na data de balanço de acordo com a cotação de 30 de Dezembro de 2010, de que resultou uma perda de 1 218 milhares de euros.

Os ajustamentos ao justo valor dos activos financeiros disponíveis para venda, estão reflectidos no capital próprio, na reserva de justo valor.

AJUSTAMENTO DE JUSTO VALOR	2010	2009
Varição justo valor	(6.118)	3.496
Impacto dos impostos diferidos	-496	-464
Ajustamento líquido em capital	(6.614)	3.032

No decorrer do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010, a REE e a Enagás distribuíram dividendos nos montantes de 2 001 e 1 789 milhares de Euros, (1 732 e 1 554 milhares de euros em 2009), respectivamente. Estes montantes foram reconhecidos na demonstração dos resultados em rendimentos financeiros.

12. Clientes e outras contas a receber

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, a composição da rubrica de Clientes e outras contas a receber, é como se segue:

Detalhe dos clientes e outras contas a receber

	2010			2009		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Clientes (i)	212.696	65	212.760	236.893	4.083	240.976
Ajustamentos a contas a receber	(844)	-	(844)	(823)	-	(823)
Clientes - Valor líquido	211.852	65	211.916	236.070	4.083	240.153
Desvios Tarifários	58.066	66.441	124.507	157.958	23.073	181.031
Empréstimos a Joint ventures (ii)	-	-	-	16.966	16.966	33.932
Estado e Outros Entes Públicos	5.878	-	5.878	15.533	-	15.533
Clientes e outras contas a receber	275.796	66.505	342.301	426.527	44.122	470.649

- (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 79 344 milhares de euros (65 495 milhares de euros em 2009).
- (ii) Os empréstimos a “joint ventures”, em 2009, dizem respeito a empréstimos à sociedade Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga adquiridos no âmbito da transacção de “unbundling”.

O agging relativo aos saldos de clientes é como segue:

CLIENTES	2010	2009
antiguidade dos débitos		
Até 30 dias	188.883	227.237
Até 60 dias	15.844	849
Até 90 dias	85	1.765
Até 120 dias	52	1.956
Mais de 120 dias	7.896	9.169
	212.760	240.976

13. Existências

O detalhe de existências em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 é como segue:

	2010	2009
Mercadorias	93	226
Materiais diversos	3.954	23.563
Existências	4.047	23.789

O decréscimo verificado nas existências em 2010 face a 2009, é justificado, essencialmente, pela incorporação dos materiais diversos nos projectos de investimento da REN Gasodutos.

14. 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 3.13.

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, os valores reconhecidos no Balanço são os seguintes:

	2010	2009
Activos correntes:		
Depósitos de garantia dos participantes	74.234	102.637
Daily variation margin		
Passivos correntes:		
Valores a entregar aos participantes	(74.234)	(102.637)

15. Instrumentos financeiros derivados

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, o Grupo REN tinha os seguintes instrumentos financeiros derivados contratados:

31 DE DEZEMBRO DE 2009

	Nocional	Activo		Passivo	
		Corrente	Não corrente	Corrente	Não corrente
Derivados designados como cobertura de fluxos de caixa					
Swaps de taxa de juro	384.000.000 EUR	-	-	-	(6.066)
Swap de taxa de câmbio e de juro	10.000.000.000 JPY	-	-	-	(4.083)
Total de derivados designados como cobertura de fluxos de caixa		-	-	-	(10.149)

31 DE DEZEMBRO DE 2010

	Nocional	Activo		Passivo	
		Corrente	Não corrente	Corrente	Não corrente
Derivados designados como cobertura de fluxos de caixa					
Swaps de taxa de juro	384.000.000 EUR	-	-	2.803	2.875
Swaps de taxa de juro	200.000.000 EUR	-	1.553	-	-
Swap de taxa de câmbio e de juro	10.000.000.000 JPY	-	19.146	-	-
Derivados de negociação		2.212		1.572	
Total de derivados designados como cobertura de fluxos de caixa		2.212	20.699	4.375	2.875

O valor reconhecido nesta rubrica refere-se a quatro contratos swap de taxa de juro e a dois Forward start swaps de taxa de juro, contratados pela REN SGPS com o objectivo de cobrir o risco de flutuação das taxas de juro futuras (Nota 4.3).

Estão incluídos nos valores apresentados os juros a receber ou a pagar vencidos à data de 31 de Dezembro de 2010, relativos a estes instrumentos financeiros, no montante líquido a pagar de 2.512 milhares de euros.

As características dos swaps contratados em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 eram as seguintes:

Valor de referência	Períodos de liquidação de juros	Recebimento/pagamento	Data de vencimento	Justo valor em 31.12.2010	Justo valor em 31.12.2009
200.000 mEuro	- a pagar: 16 de Abr, liquidação anual de juros; - a receber: dia 16 de cada mês, liquidação mensal de juros.	REN recebe Euribor 1M e paga 1,68%	Abril de 2011	(2.803)	(3.927)
10.000.000.000 JPY	Períodos de contagem de juros: a pagar: 26 de Junho e Dezembro – liquidação semestral de juros; a receber: 26 de Junho e Dezembro – liquidação semestral de juros.	REN recebe 2,71% e paga 5,64% (anual) até Junho de 2019 e Euribor a 6M + 190 b.p. desde essa data até à maturidade	Junho de 2024	19.146	(4.083)
72.899 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 5 de Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro – liquidação trimestral de juros; a receber: 5 de Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro – liquidação trimestral de juros.	REN recebe Euribor 3M e paga 2,19%	Maio de 2012	(781)	(576)
134.000 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros; a receber: 15 de Março, Junho, setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros.	REN recebe Euribor 3M e paga 2,28%	Junho de 2012	(2.094)	(1.563)
100.000 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros; a receber: 15 de Março, Junho, setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros.	REN recebe Euribor 3M e paga 2,72%	Dez de 2016	848	-
100.000 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros; a receber: 15 de Março, Junho, setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros.	REN recebe Euribor 3M e paga 2,77%	Dez de 2016	706	-
Total				15.022	(10.149)

Cobertura de fluxos de caixa

O Grupo procede à cobertura de uma parcela de pagamentos futuros de juros de empréstimos, de emissões obrigacionistas e de papel comercial, através da designação de swaps de taxa de juro em que paga uma taxa fixa e recebe uma taxa variável, com um notional de 384.000 milhares de euros (Dezembro de 2009: 384.000 milhares de euros). Esta é uma cobertura do risco de taxa de juro associado aos pagamentos de juros à taxa variável decorrentes de passivos financeiros reconhecidos. O risco coberto é o indexante da taxa variável ao qual estão associados os cupões de juros dos financiamentos. O objectivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra a ser coberto. O justo valor dos swaps de taxa de juro, em 31 de Dezembro de 2010, é de 4.125 milhares de euros negativos (em 31 de Dezembro de 2009 era de 6.066 milhares de euros negativos).

Durante o exercício de 2010, o Grupo contratou dois forward-start swaps de taxa de juro com início em 2012, com o objectivo de cobertura do risco de flutuação das taxas de juro de emissões de papel comercial futuras que a

Gestão estima contratar. Estes instrumentos detêm um notional de 200.000 milhares de euros, pagando a REN uma taxa fixa e recebendo uma taxa variável. O risco coberto é o indexante da taxa variável aos quais se encontram associados os cupões de juros dos financiamentos. O objectivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra a ser coberto. O justo valor destes swaps de taxa de juro, em 31 de Dezembro de 2010, é de 1.553 milhares de euros positivos.

Adicionalmente, a REN encontra-se a proceder à cobertura da sua exposição ao risco de fluxos de caixa da sua emissão obrigacionista de 10.000 milhões de JPY, decorrente do risco cambial, através de um cross currency swap com as características principais equivalentes às da dívida emitida. O mesmo instrumento de cobertura é utilizado para uma cobertura de justo valor do risco de taxa de juro da referida emissão obrigacionista através da componente forward start swap que só terá início a Junho de 2019. As variações de justo valor do instrumento de cobertura encontram-se igualmente a ser diferidas em

reservas de cobertura, sendo transferidas, no caso da cobertura cambial, para resultados do exercício à medida que o instrumento coberto gera impacto em resultados

A partir de Junho de 2019, o objectivo será o de cobrir a exposição ao JPY e o risco de taxa de juro, transformando a operação numa cobertura de justo valor, passando a registar-se as alterações de justo valor da dívida emitida decorrente dos riscos cobertos, em resultados. O risco de crédito não se encontra coberto. O justo valor do cross currency swap a 31 de Dezembro de 2010 é de m EUR 19.146 positivos (Dezembro de 2009: m EUR 4.083 negativos).

A variação cambial do subjacente (empréstimo) no exercício de 2010 no montante de, aproximadamente, 16 941 milhares de euros, foi registado em base líquida do efeito do instrumento de cobertura na demonstração dos resultados do exercício.

O valor registado em reservas referente às coberturas de fluxos de caixa acima referidas é de 1.607 mEuro (Dezembro de 2009: 7.556 mEuro).

Cobertura de justo valor

O Grupo contratou em Fevereiro de 2009, um *swap de taxa de juro* para efectuar a cobertura de justo valor de uma emissão de 300 milhares de euros. Esta cobertura foi descontinuada em Novembro de 2009, sendo que a esta data o instrumento coberto apresenta um ajustamento de justo valor decorrente da cobertura de 677 milhares de euros. Este montante irá ser amortizado por contrapartida de resultados, de acordo com o método do juro efectivo, durante a maturidade do instrumento coberto.

Futuros

A REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., através da sua participada REN Trading, S.A., tem vindo a realizar algumas operações financeiras no mercado de futuros de energia, carvão e licenças de emissão de CO₂, quer através da celebração de contratos standardizados pela International Swaps and Derivatives Association Inc. (“ISDA”), quer pela participação em bolsas de negociação de futuros.

A REN SGPS e a REN Trading formalizaram por meio de Acordo os termos ao abrigo dos quais a REN Trading promove a gestão desses contratos de derivados financeiros, por conta e em benefício da REN SGPS, assegurando assim uma clara e transparente separação desses negócios, sempre numa lógica previamente definida e continuamente monitorizada de baixa exposição ao risco.

Esta contratação de derivados financeiros no mercado de futuros, não implica qualquer liquidação física dos activos subjacentes, sendo uma actividade de natureza puramente financeira, enquadrável como mera gestão financeira de activos, não se confundindo com a actividade regulada do Agente Comercial.

Em 31 de Dezembro de 2010 o justo valor dos contratos de futuros de energia e de licenças de CO₂ é conforme segue:

	Activo corrente	Passivo corrente
Justo valor a 31 de dezembro de 2009		
Contratos financeiros no mercado de energia para 2011	1.941	-
Licenças de CO ₂	271	-
Contratos financeiros de carvão	-	1.572
Justo valor a 31 de dezembro de 2010	2.212	1.572

16. Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, a rubrica “Caixa e equivalentes de caixa” detalha-se como segue:

	2010	2009
Caixa	10	1
Depósitos bancários	138.588	69.887
Caixa e equivalentes de caixa	138.598	69.888

As taxas de juro efectivas de depósitos bancários de curto prazo são indicadas na Nota 19.

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 2010 e 2009 é como segue:

	2010	2009
Caixa	10	1
Descobertos bancários (Nota 19)	(36.727)	(45.312)
Depósitos bancários	138.588	69.887
Caixa e equivalentes de caixa	101.871	24.576

17. Capital social

Em 31 de Dezembro de 2010, 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 em 31 de Dezembro de 2010 é como segue:

	Número de Acções	Capital social
	534.000.000	534.000
Capital Social	534.000.000	534.000

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 a REN SGPS detinha as seguintes acções próprias em carteira:

	Número de acções	Percentagem de capital social	Valor
Acções próprias	3 881 374	0,7268%	(10 728)

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 a REN adquiriu 1 382 672 acções próprias, correspondendo a 0,2589% do seu capital.

Não houve aquisição ou venda de acções próprias no exercício findo em 31 de Dezembro de 2010.

19. Empréstimos

A repartição dos empréstimos quanto ao prazo (corrente e não corrente) e por natureza de empréstimo, em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, é como segue:

	2010			2009		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Papel comercial	260.000	227.000	487.000	400.000	155.000	555.000
Empréstimos obrigacionistas	-	942.039	942.039	-	922.899	922.899
Empréstimos bancários	40.828	739.381	780.209	40.503	630.209	670.712
Descobertos bancários (Nota 16)	36.727	-	36.727	45.312	-	45.312
Locações financeiras	1.260	1.743	3.003	1.415	2.558	3.973
	338.814	1.910.162	2.248.976	487.230	1.710.666	2.197.896
Juros a pagar - Empréstimos	12.098	488	12.586	12.819	654	13.473
Juros pagos/recebidos antecipadamente	(3.778)	-	(3.778)	(2.593)	-	(2.593)
	347.134	1.910.650	2.257.784	497.456	1.711.320	2.208.776

A REN é subscritora de dez programas de papel comercial no valor de 1.200.000 milhares de euros, estando utilizados 487.000 milhares de euros em 31 de Dezembro de 2010.

Em 2010 foram efectuadas as seguintes operações:

- em Março, foi desembolsado o valor de 75.000 milhares de euros referente a um contrato de financiamento assinado em 2009;
- em Outubro, foi celebrado um novo contrato de financiamento e em Dezembro foi desembolsado o valor de 75.000 milhares de euros.

Os empréstimos bancários não têm como garantia real os activos da REN.

Os passivos financeiros do Grupo REN apresentam os seguintes tipos de covenants principais: Cross default, Pari Passu, Negative Pledge, alteração de controlo accionista (importa salientar que a alteração de controlo accionista não constitui, por si só, motivo suficiente para determinar o vencimento antecipado do contrato, tendo para tal de verificar-se um conjunto de condições suplementares e cumulativas).

De acordo com o Código das Sociedades Comerciais a REN SGPS tem de garantir em cada momento a existência de reservas no Capital Próprio para cobertura do valor das acções próprias, limitando o valor das reservas disponíveis para distribuição.

18. Outras reservas

A Reserva legal não está ainda totalmente constituída nos termos do disposto no Código das Sociedades Comerciais ("CSC") (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.

No final do exercício de 2010, o Grupo REN possuía ainda as seguintes linhas de crédito contratadas e não utilizadas:

	2010	2009
Taxas de juro variáveis:		
Curto prazo	120.000	120.000
	120.000	120.000

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:

	2010	2009
Até 6 meses	774.045	530.256
6 a 12 meses	-	37.209
1 a 5 anos	1.253.139	1.419.917
Superior a 5 anos	182.063	161.229
	2.209.247	2.148.611

As taxas de juro efectivas, à data do balanço eram as seguintes:

	2010	2009
Depósitos bancários	1,31%	2,05%
Empréstimos e Papel Comercial	3,99%	3,24%

O valor contabilístico e o justo valor dos empréstimos são como segue:

	Valor contabilístico		Justo valor	
	2010	2009	2010	2009
Papel Comercial	487.000	555.000	487.101	555.106
Empréstimos bancários	780.209	670.712	778.345	669.230
Empréstimos obrigacionistas	942.039	922.899	1.047.257	937.339
Descobertos bancários	36.727	45.312	36.727	45.312
	2.245.974	2.193.923	2.349.430	2.206.987

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.

LOCAÇÕES FINANCEIRAS	2010	2009
Locações Financeiras - pagamentos mínimos da locação		
Até 1 ano	1.292	1.475
Entre 1 e 5 anos	1.724	2.620
	3.016	4.095
Custos financeiros futuros das locações financeiras	(13)	(122)
Valor actual do passivo das locações financeiras	3.003	3.973
O valor actual do passivo das locações financeiras é como segue:		
Até 1 ano	1.260	1.415
Entre 1 e 5 anos	1.743	2.558
	3.003	3.973

20. Obrigações de benefícios de reforma e outros

Conforme mencionado na Nota 3.19, 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 20.2)

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 o Grupo tinha registado os seguintes montantes relativos a responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios:

	2010	2009	2008	2007	2006
Obrigações no balanço					
Plano de pensões	33.966	40.327	18.103	(7)	5.210
Cuidados médicos e outros benefícios	31.959	29.438	27.025	27.963	32.128
Plano de seguro de vida	106	81	70	60	50
	66.031	69.846	45.198	28.016	37.388
Gastos na demonstração dos resultados (Nota 25)					
Plano de pensões	2.830	4.138	1.554	392	(114)
Cuidados médicos e outros benefícios	2.040	2.211	2.160	2.138	2.130
Plano de seguro de vida	13	11	10	10	39
Total de Gastos na demonstração dos resultados	4.883	6.360	3.724	2.540	2.055

Segmento da Electricidade

Os pressupostos utilizados no cálculo dos benefícios, pós-emprego são os considerados pelo Grupo REN e pela entidade especializada em estudos actuariais como aqueles

que melhor satisfazem os compromissos estabelecidos no plano de pensões e as respectivas responsabilidades com benefícios de reforma, são os seguintes:

PRESSUPOSTOS ACTUARIAIS	2010	2009	2008	2007	2006
Taxa anual de desconto	4,54%	5,17%	6,00%	5,40%	4,50
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada (mais de 60 anos e 36 anos de serviço)	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada (entre os 55 e os 60 anos)	-	-	10,00%	-	-
Em 2009 (Alteração de pressuposto actuarial)	-	45,00%	-	-	-
Em 2010 (Alteração de pressuposto actuarial)	45,00%	45,00%	-	-	-
Nos anos seguintes (Alteração de pressuposto actuarial)	5,00%	5,00%	-	-	-
Taxa anual de crescimento dos salários	1,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%
Taxa anual de crescimento das pensões	1,00%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%
Taxa anual de crescimento das pensões da Segurança Social	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Taxa de inflação	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Despesas de gestão (por funcionário/ano)	175 €	150 €	150 €	150 €	233 €
Taxa de crescimento das despesas de gestão	2,20%	2,70%	2,70%	2,70%	2,70%
Taxa de rendimento	5,32%	5,45%	5,99%	5,80%	5,37%
Tábua de mortalidade	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 2010, a taxa de desconto anual usada diminuiu de 5,17% para 4,54% reflectindo o decréscimo previsto no longo prazo das taxas de juro do mercado.

Se aplicada uma taxa de desconto de 4,90% para o cálculo das obrigações do Grupo REN à data do balanço, as responsabilidades com o plano de pensões seriam menos elevadas em 2 164 milhares de euros, e as obrigações com o plano de cuidados médicos e outros benefícios seriam menos elevadas em 1 641 milhares de euros.

20.1. Plano de Pensões

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.

No decurso do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010, a subsidiária REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. não efectuou dotações para o Fundo de Pensões REN.

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, o património do Fundo de Pensões REN, apresentava a seguinte composição de acordo com informação facultada pela sociedade gestora:

PLANO DE PENSÕES	2010	2009	2008
Obrigações	29.163	26.560	23.846
Acções	10.040	11.815	8.706
Fundos de investimento	6.100	2.110	2.271
Depósitos a prazo	-	4.489	3.028
Depósitos à ordem	245	-	-
Operações a liquidar	(1.384)	-	-
Total	44.163	44.974	37.851

O Fundo de Pensões até 2007, estava incluído num fundo partilhado com a EDP.

A taxa de retorno esperada dos activos do plano para o ano de 2010 foi determinada baseada numa estimativa de

retorno esperado dos activos do plano a longo prazo e a estratégia de investimento a realizar.

A evolução do património relativo ao Fundo de Pensões durante os exercícios de 2010 e 2009 foram os seguintes:

EVOLUÇÃO PATRIMONIAL DO FUNDO	2010	2009	2008	2007	2006
A 1 de Janeiro	44.974	37.851	42.570	41.707	35.415
Dotações para o Fundo	0	4.538	2.038	2.118	1.802
Ganhos/ (perdas) actuariais	-1.468	2.003	-7.586	-1.904	3.310
Benefícios pagos	-1.750	-1.636	-1.595	-1.550	-1.477
Retorno esperado dos activos	2.407	2.218	2.424	2.199	2.656
A 31 de Dezembro	44.163	44.974	37.851	42.570	41.707

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 determinadas através de cálculos actuariais anuais, utilizando o método de crédito da unidade projectada

("PUC"), efectuada por actuário independente, baseados em pressupostos que reflectem as condições demográficas da população coberta pelo plano e as condições económicas e financeiras prevaletentes no momentos do cálculo.

O montante da obrigação reconhecida na demonstração consolidada da posição financeira é determinado como segue:

	2010	2009	2008	2007	2006
Valor actual da obrigação	78.129	85.300	55.954	42.563	46.917
Justo valor dos activos do plano	-44.163	-44.973	-37.851	-42.570	-41.707
A 31 de Dezembro	33.966	40.327	18.103	(7)	5.210

O movimento ocorrido no valor actual da obrigação subjacente ao plano de pensões foi o seguinte:

RECONCILIAÇÃO DA OBRIGAÇÃO DO PLANO DE PENSÕES	2010	2009	2008	2007	2006
A 1 de Janeiro	85.300	55.954	42.563	46.917	48.794
Custo dos serviços correntes	1.062	1.412	587	585	573
Custo dos juros	4.175	4.944	3.391	2.006	1.969
Pagamento de benefícios	(7.522)	(4.938)	(4.794)	(4.636)	(4.673)
(Ganhos)/perdas actuariais	(4.886)	27.928	14.207	(2.309)	254
A 31 de Dezembro	78.129	85.300	55.954	42.563	46.917

O montante de 27 928 milhares de euros registado como (ganhos) / perdas actuariais no exercício de 2009, decorre da alteração do pressuposto actuarial da REN, relativamente à entrada de colaboradores para o regime de pré – reforma entre os 55 e os 60 anos de idade. De

acordo com a política contabilística do Grupo para o reconhecimento dos ganhos e perdas actuariais, aquele montante foi registado directamente em capitais próprios.

Os impactos do ano na demonstração consolidada dos resultados são como segue:

	2010	2009	2008	2007	2006
Custo dos serviços correntes	1.062	1.412	587	585	573
Custos dos juros	4.175	4.944	3.391	2.006	1.969
Retorno esperado dos activos do plano	(2.407)	(2.218)	(2.424)	(2.199)	(2.656)
Total incluído em gastos com pessoal	2.830	4.138	1.554	392	(114)

20.2. Cuidados médicos e outros benefícios

O plano de cuidados médicos e outros benefícios não tem fundo constituído, sendo a respectiva responsabilidade coberta por uma provisão específica.

O montante da responsabilidade reconhecida no balanço é como segue:

CUIDADOS MÉDICOS E OUTROS BENEFÍCIOS	2010	2009	2008	2007	2006
Valor presente da obrigação	31.959	29.438	27.025	27.963	32.128
Obrigação no balanço	31.959	29.438	27.025	27.963	32.128

O movimento reconhecido no valor actual da obrigação relativa a cuidados médicos e outros benefícios foi o seguinte:

RECONCILIAÇÃO DA RESPONSABILIDADE COM CUIDADOS MÉDICOS E OUTROS BENEFÍCIOS	2010	2009	2008	2007	2006
Em 1 de Janeiro	29.438	27.025	27.963	32.128	32.975
Custo dos serviços correntes	422	433	528	637	653
Custo dos juros	1.489	1.662	1.523	1.420	1.377
Pagamento de benefícios	(1.091)	(950)	(1.270)	(859)	(978)
(Ganhos)/perdas actuariais	1.572	1.152	(1.829)	(5.443)	(1.999)
Outros benefícios	129	116	109	82	100
Em 31 de Dezembro	31.959	29.438	27.025	27.965	32.128

Os impactos do plano na demonstração dos resultados consolidados são como segue:

	2010	2009	2008	2007	2006
Custo dos serviços correntes	422	433	528	637	653
Custo dos juros	1.489	1.662	1.523	1.420	1.377
Outros benefícios	129	116	109	82	100
Retorno esperado dos activos do plano	-	-			
Total incluído em Gastos com pessoal	2.040	2.211	2.160	2.139	2.130

20.3. Seguro de Vida

O montante da obrigação reconhecida no balanço consolidado é determinado como segue:

	2010	2009	2008	2007	2006
Provisão de cobertura	106	81	70	60	50
Responsabilidades totais	106	81	70	60	50

O impacto do plano de seguro de vida na demonstração consolidada dos resultados é como segue:

	2010	2009	2008	2007	2006
Aumento da provisão para responsabilidade	13	11	10	10	39
Total incluído em Gastos com pessoal	13	11	10	10	39

21. Provisões

O movimento ocorrido na rubrica de provisões durante os exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 foram os seguintes:

	2010	2009
Saldo inicial	5.288	58.824
Acrescentos	12.774	981
Utilizações	(981)	-
Diminuições	-	(54.517)
Saldo final	17.081	5.288
Provisão corrente	12.470	981
Provisão não corrente	4.611	4.307
	17.081	5.288

Em 31 de Dezembro de 2010 a rubrica de provisões refere-se essencialmente a : (i) estimativa de pagamentos a serem efectuados pela REN decorrentes de processos judiciais em curso por danos causados a terceiros (4 611 milhares de euros); (ii) Provisão (12 470 milhares de euros), para cobertura da contingência associada ao litígio com a Amorim Energia sobre os dividendos recebidos da Galp Energia em 2006, a qual foi registada em 2010 na sequência da notificação do Acórdão do tribunal Arbitral no âmbito da Câmara de Comércio Internacional (“CCI”) de Paris, em 16 de Março de 2010 e respectiva adenda em 8

de Julho de 2010, condenando a REN ao pagamento de 20 300 milhares de euros, equivalente a metade do montante reclamado pela Amorim Energia, acrescido de juros. É entendimento da REN, baseado na análise jurídica do Acórdão Arbitral, que a provisão constituída em 2010 é adequada para fazer face ao risco decorrente deste processo, e corresponde à melhor expectativa do custo a incorrer pela REN com este processo.

A variação registada na rubrica de provisões no exercício de 2009 corresponde essencialmente à reversão de provisões constituídas por desvios a devolver à tarifa e que pelo reconhecimento dos desvios na demonstração consolidada da posição financeira deixaram de ser necessárias.

22. Fornecedores e outras contas a pagar

A rubrica de “Fornecedores e outras contas a pagar” em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 apresentava o seguinte detalhe:

	2010			2009		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Fornecedores						
Fornecedores conta corrente	184.478	-	184.478	203.949	-	203.949
Outros credores						
Credores diversos	70.494	9.704	80.198	38.135	5	38.140
Desvios tarifários	8.435	120.618	129.053	21.768	31.979	53.747
Fornecedores de imobilizado	133.892	-	133.892	129.593	-	129.593
Estado e outros entes públicos (1)	7.060	-	7.060	4.145	-	4.145
Proveitos diferidos						
Subsídios ao investimento	23.673	321.617	345.291	17.252	367.524	384.776
Acréscimos de custos						
Férias e subsídios de e outros encargos férias	4.774	-	4.774	4.883	-	4.883
Fornecedores e outras contas a pagar	432.806	451.940	884.746	419.726	399.508	819.234

1) – O saldo de Estado e outros entes públicos refere-se a valores a liquidar de IVA, IRS e outros impostos.

O aumento da rubrica de fornecedores e outras contas a pagar em 31 de Dezembro de 2010 face ao exercício anterior deriva do aumento da conta de credores diversos cujo conteúdo contempla o montante de desvios tarifários do segmento da electricidade a entregar à Tarifa (75 306 milhares de euros), motivados, essencialmente, por desvios de quantidades nos consumos previstos.

O ageing relativo aos saldos de fornecedores é como segue:

ANTIGUIDADE DOS CRÉDITOS	2010	2009
Até 30 dias	224.356	195.102
Até 60 dias	118.210	127.280
Até 90 dias	1.807	1.109
até 120 dias	455	2.405
Mais de 120 dias	53.740	45.787
	398.568	371.683

23. Vendas e Prestação de serviços

O montante de vendas e prestações de serviços reconhecido na demonstração consolidada dos resultados, é detalhado como segue:

VENDAS DE MATERIAIS	2010	2009
Mercado interno	917	1.299
	917	1.299
Prestação de Serviços - Mercado Interno		
Transporte de electricidade e gestão global do sistema	560.475	362.438
Transporte de gás natural	122.678	122.702
Regaseificação	40.997	38.610
Armazenamento de gás natural	13.623	15.428
Rede de telecomunicações	5.030	3.768
Margem do Agente Comercial - REN Trading	6.399	3.097
Serviços de electricidade	6.196	1.479
Outros	2.513	2.658
	757.910	550.179
Total das Vendas e Prestações de serviços	758.827	551.478

O aumento da rubrica de prestação de serviços é justificado, essencialmente, pelo sobrecusto com os CAE da central a gás da Tapada do Outeiro e da central a carvão do Pego, incluído na tarifa para 2010 no montante de 248 062 milhares de euros (89 096 milhares de euros em 2009) cujo incremento é devido à diminuição da margem de exploração, que reflecte as tendências de evolução do preço de mercado de energia em 2010. Este incremento verifica-se igualmente na rubrica de Outros gastos operacionais (Nota 26).

24. Fornecimentos e serviços externos

O detalhe dos custos com fornecimentos e serviços externos é como segue:

	2010	2009
Subcontratos de transporte de gás	23.672	23.239
Custos de manutenção	21.352	22.059
Comissões a entidades externas ii)	11.957	14.264
Custos de interligação - "cross border"	3.204	5.894
Custos com energia eléctrica	4.593	4.203
Custos com seguros	2.829	2.817
Custos de reserva de capacidade i)	1.763	1.529
Custos com publicidade	1.233	1.470
Vigilância e segurança	1.927	1.909
Outros (inferiores a 1.000 milhares de euros)	7.893	7.335
Fornecimentos e serviços externos	80.423	84.718

- 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 da REN, S.A. de acordo com o modelo regulatório actualmente em vigor.
- ii) As comissões pagas a entidades externas referem-se a "trabalhos especializados" e honorários pagos pela REN por prestação de serviços contratualizados e estudos especializados.

Nesta rubrica encontram-se incluídos os serviços de Auditoria e revisão de contas, bem como prestação de serviços de consultoria efectuados pelas empresas de auditores que foram registadas como gasto em 2010 conforme segue:

CUSTOS DE AUDITORIA E REVISÃO DE CONTAS	2010
Auditoria e revisão de contas:	
J. Monteiro & Associados, SROC	25
Luis Borges Assunção	156
Deloitte	613
Pricewaterhousecoopers	10
Consultoria:	
Deloitte	131
Pricewaterhousecoopers	156
Outros serviços:	
Deloitte - Serviços de tradução	11
	1.102

25. Gastos com pessoal

Detalhe dos Gastos com pessoal como segue:

	2010	2009
Remunerações		
Orgãos sociais	2.859	4.193
IFRS - Imob Curso	-	-
Pessoal	29.848	30.297
	32.707	34.491
Encargos sociais		
Custos com benefícios de reforma e outros (Nota 20)	4.883	6.360
Prémios de desempenho	2.703	4.004
Encargos sobre remunerações	7.165	7.453
Custos de acção social	1.149	2.218
Outros	2.616	1.319
	18.516	21.354
Total de Gastos com o pessoal	51.223	55.844

O número médio de empregados do Grupo em 2010 foi de 743 (2009: 798).

26. Outros gastos operacionais

O detalhe da rubrica de Outros Gastos Operacionais é como segue:

DETALHE DE OUTROS GASTOS	2010	2009
Sobrecustos dos CAE não cessados ii)	248.062	89.096
Custos de funcionamento da ERSE i)	10.335	9.723
Donativos	722	1.722
Impostos	1.285	744
Custos com operações de mercado - OMIP/Omiclear	557	884
Desmantelamento de linhas	182	229
Alienações de investimento	28	134
Perdas em existências	-	46
Outros	1.169	1.277
	262.340	103.854

- i) A rubrica de custos de funcionamento da ERSE, refere-se a débitos efectuados 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 gastos operacionais” refere-se aos custos suportados pela REN Trading relativamente aos CAE ainda em vigor com a Turbogás e Tejo Energia. Este incremento no montante dos sobrecustos tem reflexo no valor das prestações de serviços pela inclusão deste montante na tarifa (Nota 23).

27. Outros rendimentos operacionais

A rubrica de Outros Rendimentos Operacionais é apresentada como segue:

	2010	2009
Amortização de subsídios ao investimento	23.673	17.252
Rendas das interligações - cobertura de custos i)	4.968	5.458
Proveitos suplementares	1.358	867
Hedging ii)	5.938	-
Outros	1.869	2.232
	37.806	25.809

- (i) O valor registado como proveito das rendas de interligações resulta da decisão da ERSE 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) Respeita a ganhos em operações financeiras no mercado de futuros de energia, carvão e licenças de emissão de CO₂, quer através da celebração de contratos estandardizados pela International Swaps and Derivatives Association Inc. (“ISDA”), quer pela participação em bolsas de negociação de futuros. As operações são meramente financeiras não envolvendo entregas físicas.

28. Gastos de financiamento e rendimentos financeiros

O detalhe dos gastos incorridos com financiamentos e rendimentos financeiros obtidos é como segue:

	2010	2009
Gastos de financiamento		
Empréstimos	89 883	85 216
	89 883	85 216
Rendimentos financeiros		
Juros obtidos	1 554	2 308
Liquidações de Swaps	640	5 795
	2 194	8 103

29. Imposto do exercício

O imposto sobre o rendimento calculado à taxa normal e o impacto reconhecido na rubrica de imposto sobre o rendimento da demonstração consolidada dos resultados é conforme segue:

	2010	2009
Imposto s/ rendimento corrente	92.537	32.016
Imposto s/ rendimento diferido	(36.184)	18.863
Imposto sobre o rendimento (Nota 9)	56.353	50.878

O cálculo do imposto, no período, foi actualizado de acordo com a Lei n.º 12-A/2010 de 30 de Junho, que institui a derrama estadual correspondente à aplicação de uma taxa adicional de 2,5% sobre a parte do lucro tributável superior a 2 milhões de euros.

Consequentemente, a taxa de imposto utilizada na valorização das diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis em 31 de Dezembro de 2010 é de 29% (26,5% em 2009). A actualização dos saldos de abertura em 1 de Janeiro de 2010 dos activos e passivos por impostos diferidos é justificação para o aumento significativo da taxa efectiva de imposto em 31 de Dezembro de 2010 quando comparado com o período homólogo anterior.

A reconciliação entre a taxa nominal de imposto e a taxa efectiva de imposto é como segue:

	2010	2009
Resultado líquido consolidado antes de Imposto	166.620	184.925
Taxa nominal de imposto	26,5%	26,5%
	44.154	49.005
Derrama estadual 2,5%	7.644	-
	51.798	49.005
Efeito da actualização da taxa da derrama estadual nos activos e passivos por impostos diferidos	2.524	-
Custos não dedutíveis	47.088	6.018
Rendimentos não tributáveis	(45.472)	(3.357)
Prejuízos gerados sobre Imposto diferido	-	(1.251)
Tributação autónoma	415	464
	56.353	50.878
Imposto sobre o rendimento corrente	92.537	32.016
Imposto sobre o rendimento diferido (Nota 9)	(36.184)	18.863
Imposto sobre o rendimento (Nota 9)	56.353	50.878
Taxa efectiva de imposto	33,8%	27,5%

A taxa de imposto adoptada na determinação do montante de imposto nas demonstrações financeiras consolidadas, é conforme segue:

	2010	2009
Taxa de imposto	25,00%	25,00%
Derrama	1,50%	1,50%
Derrama Estadual	2,50%	-
	29,00%	26,50%

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, o detalhe da rubrica “ Imposto sobre o rendimento” a pagar e a receber é conforme segue:

DESCRIÇÃO	2010	2009
Imposto sobre o rendimento do exercício		
Imposto estimado	(94.495)	(33.409)
Pagamentos por conta	33.626	56.856
Retenções na fonte por terceiros	943	1.668
Imposto a receber / (a pagar)	(59.925)	25.115
Imposto a recuperar	361	-

30. Resultado por acção

Os resultados por acção nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 foram calculados como segue:

	2010	2009
Resultado líquido consolidado considerado no cálculo do resultado por acção	(1) 110.265	134.047
Nº de acções ordinárias em circulação no período (Nota 17)	(2) 534.000.000	534.000.000
Efeito das acções próprias (Nota 16) (nº médio de acções)	3.881.374	3.166.532
	(3) 530.118.626	530.833.468
Resultado básico por acção (euro por acção)	(1)/(3) 0,21	0,25

31. Dividendos por acção

Os dividendos pagos durante os exercícios de 2010 e 2009 ascenderam de 88 530 milhares de euros (0,166 euros por acção) e 88 102 milhares de euros (0,165 euros por acção), respectivamente.

32. Compromissos

Os compromissos assumidos pelo Grupo REN que não figuram no balanço, em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, referentes a investimentos contratados e ainda não ocorridos, são detalhados como segue:

	2010	2009
Linhas	107.692	122.015
Subestações	123.832	185.186
Gasodutos	7.223	6.658
Terminal de recepção de gás em Sines	73.725	133.704
Cavidades de armazenagem subterrânea de gás	21.881	741
	334.353	448.304

33. Garantias prestadas

O Grupo REN tem garantias bancárias prestadas em 31 de Dezembro de 2010, conforme segue:

Beneficiário	Objecto	Início	2010	2009
Comunidade Europeia	Dar cumprimento a requisitos contratuais no âmbito de contrato de financiamento	16-12-2003	692	692
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
Camara Municipal 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 Macedo de Cavaleiros	Caução para expropriação de parcelas para a subestação de Olmos	14-02-2007	190	190
Direcção Geral de Geologia e Energia	Concessão das actividades do transporte do gas	26-09-2006	20.000	20.000
Camara Municipal do Seixal	Garantia de processos em curso	-	3.853	3.853
BEI	Para garantir empréstimos	-	364.671	332.024
Serviços de Finanças de Lisboa	Caução de processo em curso	-	1.080	1.080
Tribunal da Comarca de Tabua	Expropriação de parcelas de terreno	-	171	171
Tribunal da Comarca de Vila Pouca de Aguiar	Expropriação de parcelas de terreno	-	81	81
OMEL - Operador del Mercado Español de Electricidad	Garantir pagamentos resultantes da intervenção da Trading como comprador no mercado Espanhol	26-06-2007	2.000	2.000
Juiz de Direito da Comarca de Lisboa	Caução de processos em curso	10-12-2008	115	115
Tribunal da Comarca de Armamar	Expropriação de parcelas de terreno	03-11-2008	732	732
Ministério da Economia e da Inovação	Garantir liquidação de dívida exequenda nº 7873/2006	30-12-2008	1	1
Fortis	Contratos financeiros no âmbito do contrato ISDA (International Swaps and Derivatives Association, Inc.)	17-06-2009	2.000	2.000
EP - Estradas de Portugal - Delegação Regional do Porto	Instalação de infraestruturas de gás por perfuração - RNT de Gás Natural - Ramal Industrial de Leça	15-07-2009	5	5
Juiz de Direito da Comarca de Mogadouro	Garantir a cobertura dos custos com a aquisição dos terrenos destinados à ampliação da subestação de Mogadouro	30-07-2009	18	18
EP - Estradas de Portugal - Delegação Regional de Santarém	RNTGN - CCC Pego - ligação de Central Termoeléctrica da Tejo Energia (Pego). Atravessamento da EN 118 - km 142,295	25-08-2009	5	5
Juiz de Direito da Comarca de Tavira	Caucionar a expropriação de 38 parcelas de terreno, sitas na Freguesia de Cachpo, do Concelho de Tavira para implantação da Subestação de Tavida	24-09-2009	163	163
NORSCUT - Concessionária de Auto-estradas, SA	Garantir o exacto e pontual cumprimento das obrigações assumidas pela REN no contrato de cedência de utilização	08-01-2010	200	-
EUROSCUT NORTE - Sociedade Concessionária da SCUT do Norte Litoral, S.A.	Assegurar o cumprimento das obrigações assumidas, decorrentes do contrato relativo à instalação de gasoduto na área de concessão da EUROSCUT NORTE.	25-01-2010	250	-
Direcção Geral dos Impostos	Garantia da suspensão do processo de contencioso sobre IVA	23-09-2010	688	-
Director do DAGEF da Câmara Municipal do Seixal	Garantir a liquidação da dívida exequenda nº 3500/2010 a aps. - nº 35800/2010, 35801/2010, 35802/2010 e 35803/2010	21-12-2010	616	-
Direcção Geral de Geologia e Energia	Garantir o pontual e integral cumprimento das obrigações emergentes do contrato de "concessão da explor., em regime de serviço público da zona piloto identificada no DL nº 5/2008, de 8 de Janeiro, e da utilização do recursos híbridos do domínio público de energia eléctrica a partir das ondas do mar"	19-10-2010	500	-
			401.527	366.626

A garantia prestada ao BEI refere-se à transferência para a REN dos empréstimos existentes nas empresas de gás no âmbito do processo de unbundling.

34. Empresas incluídas no perímetro da consolidação

Empresas incluídas no perímetro consolidação em 31 de Dezembro de 2010 são as seguintes:

Designação/sede	Principal Actividade	Data de ref.	Capital social	Capital próprio	Activos	Passivos	Volume de negócios	Resultado do exercício	Percentagem de capital detido	
									Grupo	Individual
Segmento da Electricidade:										
REN - Rede Electrica Nacional, SA Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Operador da Rede Nacional de Transporte em muito alta tensão	Dez-10	586.759	656.615	2.690.260	2.033.645	1.114.607	64.849	100,00%	100,00%
REN Trading, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	Compra, venda, importação e exportação de electricidade e de gás natural	Dez-10	50	(1.733)	173.313	175.045	6.729	(2.118)	100,00%	100,00%
Enondas-Energia das Ondas, S.A. Mata do Urso - Guarda Norte - Carriço- Pombal	Gestão da concessão para a exploração de uma zona piloto destinada à produção de energia eléctrica a partir das ondas do mar.	Dez-10	250	216	237	20	-	(34)	100,00%	100,00%
Segmento do Operador do Mercado de Energia										
OMIP - SGPS, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	Gestão de participações	Dez-10	2.610	17.285	17.292	7	-	10	90,00%	90,00%
Detidas pela OMIP, SGPS, S.A.:										
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55-12º - Lisboa	Operador do mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)	Dez-10	2.500	3.955	4.999	1.043	2.579	16	90,00%	-
OMI CLEAR - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 -12º - Lisboa	Operador da Câmara de compensação para os contratos de futuros de Electricidade	Dez-10	3.000	3.053	77.823	74.769	1.056	6	90,00%	-
Segmento do Gás Natural										
REN - Armazenagem, S.A. Mata do Urso - Guarda Norte - Carriço- Pombal	Desenvolvimento,manutenção e utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	Dez-10	76.386	83.331	139.950	56.619	17.560	5.213	100,00%	100,00%
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-10	13.000	69.955	330.426	260.471	114.978	12.909	100,00%	100,00%
REN - Gasodutos, S.A. Estrada Nacional 116, km 32,25 - Vila de Rei - Bucelas	Operador RNTGN e gere o negócio do gás natural	Dez-10	404.931	455.942	936.779	480.837	171.504	41.982	100,00%	100,00%
Detidas pela REN Gasodutos,S.A.:										
Gasoduto Braga Tuy, S.A. Estrada Nacional 116, km 32,25 - Vila de Rei - Bucelas	Transporte de gás	Dez-10	2.680	7.172	7.367	195	401	59	51,00%	-
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga,S.A. Estrada Nacional 116, km 32,25 - Vila de Rei - Bucelas	Transporte de gás	Dez-10	23.712	50.244	95.517	46.273	21.164	9.161	88,00%	-
Segmento de Telecomunicações:										
RENTELECOM - Comunicações S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	Operador da rede de telecomunicações	Dez-10	100	3.884	5.967	2.082	6.562	3.188	100,00%	100,00%
Outros segmentos:										
REN - Serviços, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	Back Office	Dez-10	50	3.138	9.931	6.799	23.729	3.075	100,00%	100,00%
Total			1.353.059	4.489.860	3.137.805	1.480.869	138.315			

Alterações ao perímetro de consolidação

No dia 17 de Dezembro de 2010 foi celebrado um contrato entre a REN Gasodutos, S.A. e a Enagás, relativo à desvinculação da Enagás, S.A. do projecto conjunto de fornecimento de gás natural a Portugal e Espanha. No âmbito deste contrato, o Grupo REN adquiriu o direito de utilização remanescente da capacidade de transporte dos Gasodutos pelo montante de 29.000 milhares de euros, passando a deter, desde então, o controlo das políticas operacionais das subsidiárias Gasoduto Campo Maior Leira Braga, S.A. e Gasoduto Braga-Tuy, S.A..

Consequentemente, com efeitos a 31 de Dezembro de 2010, estas entidades passaram a ser incluídas no perímetro de consolidação do Grupo REN. Não obstante, não foi apurado qualquer Goodwill, pelo facto da obtenção do controlo se consubstanciar exclusivamente no reconhecimento e mensuração daquele direito.

Os efeitos das entradas no perímetro de consolidação das sociedades acima referidas, com referência a 31 de Dezembro de 2010, foram os seguintes:

- redução do activo em 70 517 milhares de euros; e
- redução do passivo em 76 325 milhares de euros.

O montante de minoritários relativos às subsidiárias Gasoduto Campo Maior Leira Braga, S.A. e Gasoduto Braga-Tuy, S.A foi reconhecido pelo montante que o Grupo REN liquidou no início de 2011, data efectiva e formalmente definida para passar a deter a totalidade da participação nestas sociedades e aprovada pela Autoridade de Concorrência.

35. Transacções com partes relacionadas

Em 31 de Dezembro de 2010, o Grupo REN encontra-se cotado na Euronext de Lisboa tendo como accionistas de referência, com transacções registadas, as seguintes entidades: Grupo EDP e Caixa Geral de Depósitos.

A lista das entidades relacionadas é a seguinte:

Accionistas:

- Grupo EDP:
EDP, Energias 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, S.A.
SÃvida, S.A.
Labelec, S.A.
Portgás, S.A
EDP Gás.Com, S.A.
EDP Gás, SGPS, S.A.
O&M Serviços, S.A.

- Grupo CGD:
Caixa Geral de Depósitos
Caixa BI
Outros:
Red Eléctrica Corporacion, S.A.
Capitalpor – Participações Portuguesas, SGPS, S.A.
Gestmin, SGPS, S.A.
Logoplaste Gestão Consult Financ, S.A.
Oliren, SGPS, S.A.
Parpública – Participações Públicas, SGPS, S.A.

Durante o exercício, o Grupo REN efectuou as seguintes transacções com aquelas entidades:

35.1. 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 e Prestações de serviços

	2010	2009
Energia - EDP	1.487.362	966.851
Outros serviços - EDP	20.930	13.212
Total	1.508.292	962.025

Os valores apresentados como vendas referem-se aos movimentos resultantes do papel da REN Trading como agente relativamente aos CAE das centrais do Pego (Tejo Energia) e da Tapada do Outeiro (Turbogás).

COMPRAS DE PRODUTOS E SERVIÇOS	2010	2009
Compra de produtos		
Energia - EDP	642.814	370.440
	642.814	370.440
Compras de serviços		
Serviços diversos - EDP	10.139	11.543
Juros de papel comercial - CGD	2.878	769
Comissões de empréstimos - CGD	640	284
Outros juros - CGD	31	10
	13.688	12.606

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

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, os saldos resultantes de transacções efectuadas com partes relacionadas são como segue:

COMPRAS DE PRODUTOS E SERVIÇOS	2010	2009
Cientes e outras contas a receber		
EDP - saldo em clientes	84.467	65.111
EDP - saldo em outros devedores	802	3.067
Caixa e equivalentes de caixa		
CGD - Aplicações de tesouraria	63.100	-
CGD - Depósitos bancários	1.527	-
	149.896	68.178
Fornecedores e outras contas a pagar		
EDP - saldo em fornecedores	7.674	4.843
EDP - saldo em outros credores	234	2.421
CGD - Saldo em fornecedores	36	-
Empréstimos:		
CGD - programa de papel comercial	27.000	100.000
CGD - Leasing	131	-
	35.075	107.264

35.2. 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, de acordo com o IAS 24. Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2010, as remunerações auferidas pelo Conselho de Administração da REN ascenderam a 2 031 milhares de euros (2009: 3 152 milhares de euros).

	2010	2009
Salários e outros benefícios de curto prazo	2.031	3.152
	2.031	3.152

Os valores indicados referem-se apenas a remunerações fixas e subsídio de alimentação, dado que o Conselho de Administração não auferia quaisquer outros rendimentos elencados pelo n.º 16 da IAS 24.

36. Outros assuntos

Diferendo com a Amorim Energia B.V.

Em Dezembro de 2007, e conforme oportunamente informado ao mercado, a REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (REN) foi notificada de um processo de arbitragem junto da Câmara de Comércio Internacional (“CCI”) instaurado pela Amorim Energia B.V. contra si, respeitante a matéria relacionada com o “Shareholders Agreement relating to GALP ENERGIA, SGPS, S.A.” celebrado em 29 de Dezembro de 2005 entre a REN, a AMORIM e a ENI PORTUGAL INVESTMENT, S.p.A.. (“Acordo Parassocial”) e, em particular, com os dividendos distribuídos pela Galp Energia, SGPS, SA relativamente aos lucros de 2005.

Anteriormente, durante o ano de 2006, a REN e a Amorim Energia BV haviam mantido um diferendo quanto a saber a quem pertencia o valor correspondente aos Dividendos e, em 15 de Junho de 2006, o Tribunal Arbitral especialmente constituído para o efeito por acordo das partes proferiu acórdão, com um voto de vencido, julgando improcedente a acção então movida pela Amorim Energia BV e reconhecendo definitivamente o direito da REN a manter os Dividendos.

Nesta segunda arbitragem, realizada sobre a égide da CCI, a Amorim Energia B.V., baseando-se alegadamente em factos diferentes, pediu a condenação da REN no pagamento de uma indemnização em montante equivalente ao valor dos Dividendos.

No dia 16 de Março de 2010, a REN foi notificada do acórdão arbitral que, com um voto de vencido, a condenou ao pagamento de 20 334 883,91 Euros à Amorim Energia B.V., equivalente a metade do pedido formulado por esta e correspondente a metade do valor dos Dividendos, acrescidos dos respectivos juros.

Na sequência do pedido de clarificação formulado pela REN, o Tribunal Arbitral notificou a sociedade, no dia 8 de Julho de 2010, de uma adenda ao Acórdão.

Nestes termos, após análise do acórdão arbitral e dos seus fundamentos bem como da respectiva adenda, considera-se que existem meios de reacção que, nesta data, permitem entender, com base nos elementos conhecidos, haver ainda uma probabilidade relevante de, a final, se fazer prevalecer a posição da REN.

Assim, é entendimento da REN, baseada na análise jurídica do acórdão arbitral e respectiva adenda que a provisão constituída no período findo em 31 de Dezembro de 2010, no montante de 12 470 milhares de euros, se encontra adequada face ao risco inerente a este processo, e corresponde à melhor expectativa do custo a incorrer pela REN com este processo.

O Técnico Oficial de Contas

Nº 30 375
Maria Teresa Martins

O Conselho de Administração

Rui Manuel Janes Cartaxo
Presidente do Conselho de Administração e da Comissão Executiva

Aníbal Durães dos Santos
Vogal executivo

João Caetano Carreira Faria Conceição
Vogal executivo

João Manuel de Castro Plácido Pires
Vogal executivo

João Nuno de Oliveira Jorge Palma
Vogal executivo

Gonçalo José Zambrano de Oliveira
Vogal

Luís Maria Atienza Serna
Vogal

Manuel Carlos Mello Champalimaud
Vogal

Filipe Maurício Botton
Vogal

José Isidoro d'Oliveira Carvalho Neto
Vogal

José Luís Alvim Marinho
Vogal e presidente da Comissão de Auditoria

José Frederico Vieira Jordão
Vogal e membro da Comissão de Auditoria

Fernando António Portela de Rocha Andrade
Vogal e membro da Comissão de Auditoria

Declaração de conformidade

Declaração prevista no artigo 245.º, n.º 1, alínea c) do código dos valores mobiliários

Nos termos e para os efeitos do disposto no artigo 245.º, n.º 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 transcreve¹:

“Declaro, nos termos e para os efeitos previstos no artigo 245.º, n.º 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 de consolidação, e que o relatório de gestão relativo ao exercício social de 2010 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.

Rui Manuel Janes Cartaxo
Presidente do Conselho de Administração e da Comissão Executiva

Aníbal Durães dos Santos
Vogal executive

João Caetano Carreira Faria Conceição
Vogal executive

João Manuel de Castro Plácido Pires
Vogal executive

João Nuno de Oliveira Jorge Palma
Vogal executive

Gonçalo José Zambrano de Oliveira
Vogal

Luís Maria Atienza Serna
Vogal

Manuel Carlos Mello Champalimaud
Vogal

Filipe Maurício Botton
Vogal

José Isidoro d’Oliveira Carvalho Neto
Vogal

José Luís Alvim Marinho
Vogal e presidente da Comissão de Auditoria

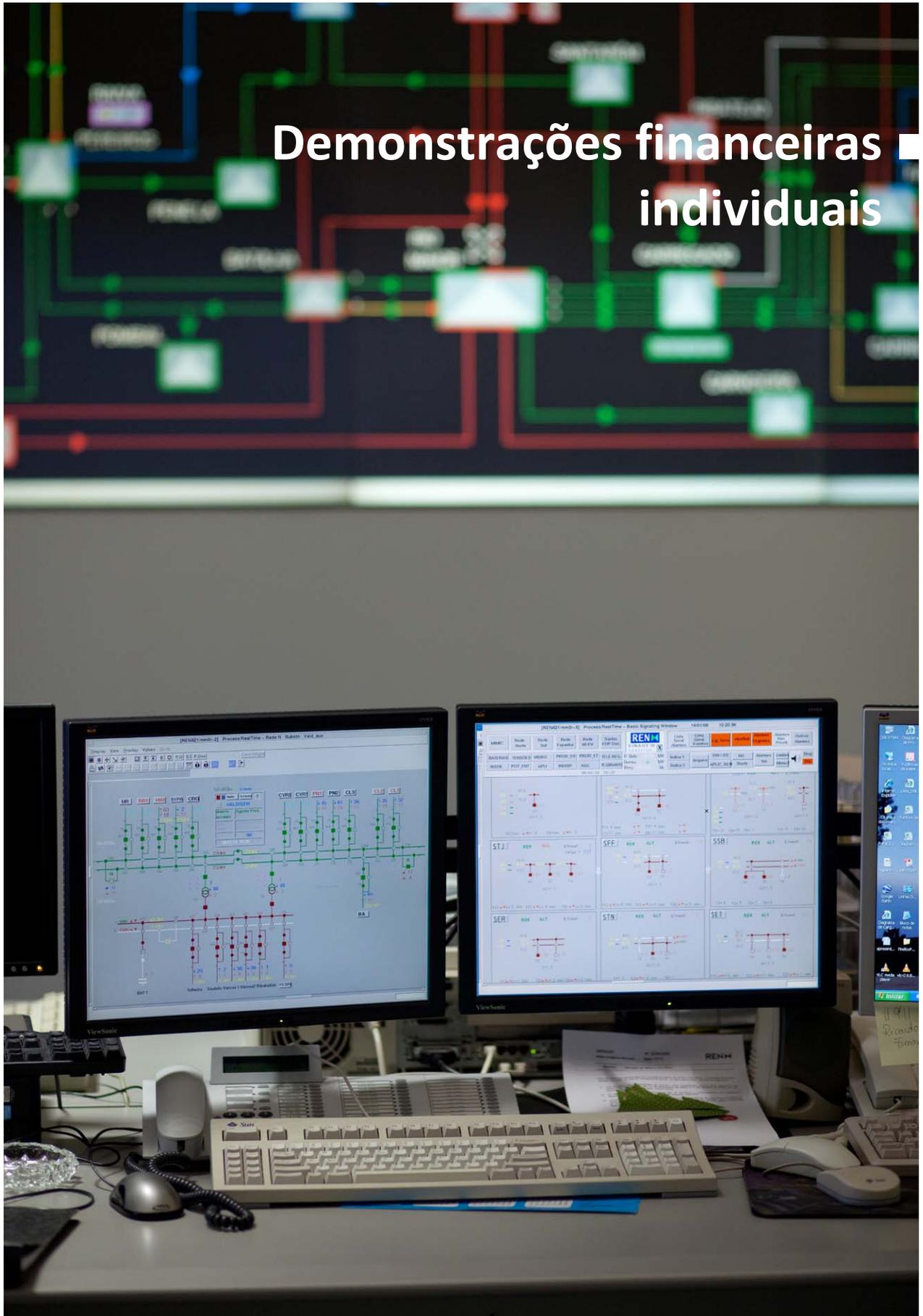
José Frederico Vieira Jordão
Vogal e membro da Comissão de Auditoria

Fernando António Portela de Rocha Andrade
Vogal e membro da Comissão de Auditoria

Lisboa, 16 de Março de 2011

¹ Os originais das declarações individuais referidas encontram-se disponíveis para consulta na sede da sociedade.

Demonstrações financeiras individuais



Demonstrações financeiras individuais

Demonstração da posição financeira em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

Montantes expressos em milhares de euros - mEuros	Notas	31 de Dezembro	
		2010	2009
ACTIVO			
Activo não corrente			
Activos fixos tangíveis	5 e 6	386	263
Participações financeiras - método da equivalência patrimonial	7	1.281.394	1.251.256
Activos disponíveis para venda	11	83.267	89.386
Outras contas a receber	9 e 26	1.209.333	1.234.113
Outros activos financeiros	9	7.119	7.276
Instrumentos financeiros derivados	10	20.699	–
Activos por impostos diferidos	8	2.578	3.723
Total do activo não corrente		2.604.777	2.586.016
Activo corrente			
Clientes	9	51	–
Estados e outros entes públicos	16	2	24.998
Outras contas a receber	9 e 26	556.389	501.371
Diferimentos	12	128	135
Instrumentos financeiros derivados	10	2.212	–
Caixa e depósitos bancários	4	102.872	3.439
Total do activo corrente		661.654	529.943
Total do activo		3.266.432	3.115.959
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO			
Capital próprio			
Capital realizado	13	534.000	534.000
Acções próprias	13	(10.728)	(10.728)
Reserva legal	13	74.445	67.221
Outras reservas	13	140.307	94.417
Resultados transitados		220.944	262.065
Ajustamentos em activos financeiros	7	(3.171)	–
		955.798	946.975
Resultado líquido do período		107.277	102.723
		1.063.075	1.049.699
Total do capital próprio		1.063.075	1.049.699

Demonstração da posição financeira em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

Montantes expressos em milhares de euros - mEuros	Notas	31 de Dezembro	
		2010	2009
PASSIVO			
Passivo não corrente			
Financiamentos obtidos	15	1.778.856	1.573.241
Responsabilidades por benefícios pós-emprego		6	–
Passivos por impostos diferidos	8	1.103	–
Provisões	7 e 14	1.733	–
Instrumentos financeiros derivados	10	2.875	10.149
Total do passivo não corrente		1.784.573	1.583.390
Passivo corrente			
Fornecedores	15	1.056	638
Provisões	14	12.470	982
Estado e outros entes públicos	16	60.148	306
Instrumentos financeiros derivados	10	4.376	–
Financiamentos obtidos	15	303.927	445.421
Outras contas a pagar	15	36.062	34.846
Diferimentos	17	745	676
Total do passivo corrente		418.783	482.869
Total do passivo		2.203.356	2.066.260
Total do capital próprio e do passivo		3.266.432	3.115.959

O anexo faz parte integrante do balanço do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010.

O Técnico Oficial de Contas

O Conselho de Administração

Demonstração dos resultados dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

Montantes expressos em milhares de euros - mEuros	Notas	31 de Dezembro	
		2010	2009
RENDIMENTOS E GASTOS			
Vendas e serviços prestados	18	10.218	9.963
Ganhos / perdas imputados de subsidiárias, associadas e empreendimentos conjuntos	7 e 19	129.074	116.952
Fornecimentos e serviços externos	20	(6.655)	(4.773)
Gastos com o pessoal	21	(4.018)	(4.675)
Provisões (aumentos / reduções)	14	(12.470)	(982)
Aumentos / reduções de justo valor	10	640	–
Outros rendimentos e ganhos	22	6.482	5
Outros gastos e perdas	23	(902)	(1.701)
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamento e impostos		122.369	114.789
Gastos / reversões de depreciações	5	(103)	(85)
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos)		122.267	114.704
Juros e rendimentos similares obtidos	24	63.835	61.109
Juros e gastos similares suportados	24	(83.653)	(77.447)
Dividendos de empresas participadas	25	3.790	3.286
Resultado antes de impostos		106.239	101.652
Imposto sobre o rendimento do período	8	1.038	1.071
Resultado líquido do período		107.277	102.723
Resultado por acção básico		0,20	0,19

O anexo faz parte integrante da demonstração dos resultados por naturezas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010.

O Técnico Oficial de Contas

O Conselho de Administração

Demonstrações dos fluxos de caixa dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

Montantes expressos em milhares de euros - mEuros	Notas	31 de Dezembro			
		2010		2009	
FLUXOS DE CAIXA DAS ACTIVIDADES OPERACIONAIS:					
Recebimentos de clientes		34.895		117.812	
Pagamentos a fornecedores		(8.476)		(10.698)	
Pagamentos ao pessoal		(3.635)		(4.236)	
Caixa gerada pelas operações		22.783		102.878	
Pagamento / recebimento do imposto sobre o rendimento		(8.278)		(148.634)	
Outros recebimentos / pagamentos		(2.592)		–	
Fluxos das actividades operacionais [1]			11.914		(45.756)
FLUXOS DE CAIXA DAS ACTIVIDADES DE INVESTIMENTO:					
Pagamentos respeitantes a:					
Investimentos financeiros	7	(304)		–	
Activos tangíveis		(48)	(352)	(9)	(9)
Recebimentos provenientes de:					
Juros e rendimentos similares		62.752		–	–
Dividendos	7 e 25	101.659	164.411	162.009	162.009
Fluxos das actividades de investimento [2]			164.059		162.000
FLUXOS DE CAIXA DAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMENTO:					
Recebimentos provenientes de:					
Financiamentos obtidos		10.878.577		10.977.228	
Juros e rendimentos similares		188	10.878.766	68.282	11.045.510
Pagamentos respeitantes a:					
Financiamentos obtidos		(10.781.303)		(10.987.088)	
Juros e gastos similares		(85.418)		(79.569)	
Aquisição de acções próprias		–		(4.109)	
Dividendos	13	(88.530)	(10.955.251)	(88.110)	(11.158.876)
Fluxos das actividades de financiamento [3]			(76.485)		(113.366)
Varição de caixa e seus equivalentes [4]=[1]+[2]+[3]			99.488		2.878
Caixa e seus equivalentes no início do período	4		2.995		7.393
Reclassificação para investimentos financeiros			–		(7.276)
Caixa e seus equivalentes no fim do período	4		102.483		2.995

O anexo faz parte integrante da demonstração dos fluxos de caixa no exercício findo em 31 de Dezembro de 2010.

O Técnico Oficial de Contas

O Conselho de Administração

Demonstração das alterações no capital próprio dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2010

2009											
	Notas	Capital realizado	Acções próprias	Reserva legal	Reserva de cobertura	Reserva de justo valor	Outras reservas	Resultados transitados	Resultado líquido do período	Total do capital próprio	
Posição no início do período 2009 (IFRS)		534.000	(6.619)	67.221	–	(6.279)	103.218	161.061	(1.513)	851.089	
Alterações no período:											
Primeira adopção de novo referencial contabilístico	2	–	–	–	–	–	–	190.170	–	190.170	
Posição no início do período de 2009 (NCRF)		534.000	(6.619)	67.221	–	(6.279)	103.218	351.231	(1.513)	1.041.259	
Variações do justo valor	11	–	–	–	(5.554)	3.032	–	–	–	(2.522)	
Aplicação do resultado do ano anterior		–	–	–	–	–	–	(1.056)	1.513	457	
		–	–	–	(5.554)	3.032	–	(1.056)	1.513	(2.065)	
Operações com detentores de capital no período											
Aquisição de acções próprias	13	–	(4.109)	–	–	–	–	–	–	(4.109)	
Distribuição de dividendos	13	–	–	–	–	–	–	(88.110)	–	(88.110)	
		–	(4.109)	–	–	–	–	(88.110)	–	(92.219)	
Resultado líquido do período (reexpresso)	2								102.723	102.723	
Resultado integral									102.723	102.723	
Posição no fim do período 2009		534.000	(10.728)	67.221	(5.554)	(3.247)	103.218	262.065	102.723	1.049.699	
2010											
	Notas	Capital realizado	Acções (quotas) próprias	Reserva legal	Reserva de cobertura	Reserva de justo valor	Outras reservas	Resultados transitados	Ajustamentos em activos financeiros	Resultado líquido do período	Total do capital próprio
Posição no início do período 2010		534.000	(10.728)	67.221	(5.554)	(3.247)	103.218	262.065	–	102.723	1.049.699
Alterações no período:											
Variações do justo valor	11	–	–	–	4.412	(6.614)	–	–	–	–	(2.202)
Aplicação do resultado do ano anterior		–	–	7.225	–	–	48.091	(41.122)	–	(14.194)	–
Ajustamentos em activos financeiros		–	–	–	–	–	–	–	(3.171)	–	(3.171)
		–	–	7.225	4.412	(6.614)	48.091	(41.122)	(3.171)	(14.194)	(5.372)
Operações com detentores de capital no período											
Distribuição de dividendos	13	–	–	–	–	–	–	–	–	(88.530)	(88.530)
Resultado líquido do período										107.277	107.277
Resultado integral										107.277	107.277
Posição no fim do período 2010		534.000	(10.728)	74.445	(1.142)	(9.861)	151.309	220.944	(3.171)	107.277	1.063.075

O anexo faz parte integrante da demonstração das alterações no capital próprio do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010.

O Técnico Oficial de Contas

O Conselho de Administração

Anexo às demonstrações financeiras separadas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010

(Montantes expressos em milhares de euros)

1. Nota introdutória

A REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (referida neste documento como “REN SGPS” ou “Empresa”), com sede social na Avenida Estados Unidos da América, 55 – 12º, 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 SGPS é a empresa “holding” do Grupo REN, que está organizada em dois segmentos de negócio principais: a Electricidade e o Gás, e em dois negócios secundários: as Telecomunicações e a Gestão do Mercado de Derivados de Electricidade.

Negócio da Electricidade

O negócio da Electricidade compreende as seguintes empresas:

a) **REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.**, constituída 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.**, constituída 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 para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). A actividade desta Empresa compreende o comércio da electricidade produzida e da capacidade de produção instalada, junto dos distribuidores nacionais e internacionais.

c) **A Enondas, Energia das Ondas, S.A.** foi constituída em 14 de Outubro de 2010, cujo capital social é integralmente detido pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A, e tem como actividade a gestão da concessão para a exploração de uma zona piloto destinada à produção de energia eléctrica a partir das ondas do mar.

O Estado Português atribuiu-lhe nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 5.º do Decreto - Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro e do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de Dezembro, a concessão para a exploração de uma zona piloto destinada à produção de energia eléctrica a partir das ondas do mar. Nos termos do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de Dezembro, a concessão em causa tem a duração de 45 anos, e inclui a autorização para a implantação das infra-estruturas para ligação à rede eléctrica pública e a

utilização de recursos hídricos do domínio público hídrico, a fiscalização da utilização por terceiros dos recursos hídricos necessários à produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas, bem como a competência para a atribuição das licenças de estabelecimento e de exploração da actividade de produção de energia eléctrica e respectiva fiscalização.

Negócio do Gás

O negócio do Gás engloba as seguintes empresas:

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

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

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

O objecto social consiste no 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.

c) **REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.**, 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 26 de Setembro de 2006.

Adicionalmente, a REN Gasodutos, S.A. detém participação em duas sociedades constituídas em regime de “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).

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 rentabilidade destas empresas era assegurada pelos dois parceiros (REN e Enagás) através da fixação do preço anual a pagar por cada unidade de gás natural transportado.

No dia 17 de Dezembro de 2010 foi celebrado um contrato entre a REN Gasodutos, S.A. e a Enagás, S.A., relativo à desvinculação da Enagás, S.A. do projecto conjunto de fornecimento de gás natural a Portugal e Espanha. Este contrato prevê a transmissão pela Enagás em benefício da REN Gasodutos, dos seus direitos de utilização da capacidade de transporte dos Gasodutos, mediante pagamento, pela REN Gasodutos, de um valor de 29 000 milhares de Euros. Adicionalmente, este contrato prevê a liquidação de todos os montantes em dívida entre as sociedades de transporte (Gasoduto Campo Maior Leira Braga, S.A. e o Gasoduto Braga-Tuy, S.A.) e a Enagás e a amortização das acções detidas pela Enagás no capital social destas sociedades de transporte, passando a REN a deter com efeitos a 31 de Dezembro de 2010, o controlo das políticas operacionais das sociedades de transporte.

Negócio das telecomunicações

O negócio das Telecomunicações engloba a seguinte empresa:

A **RENTELECOM – Comunicações, S.A.** foi 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 milhares de Euros, representado por 20.000 acções com o valor nominal de 5 Euros cada uma, o qual, em 31 de Dezembro de 2010, é detido na sua totalidade pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A..

Negócio da gestão do mercado de derivados de electricidade

O negócio da Gestão do Mercado de Derivados de Electricidade engloba as seguintes empresas:

A **OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.** foi 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.

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.

No seguimento dos Acordos de Santiago, foi criada a empresa OMIP SGPS, S.A., detida em 90% pela REN SGPS, que iniciou a sua actividade em 16 de Setembro de 2010 e tem por objecto social a gestão de participações noutras sociedades, como forma indirecta do exercício de actividades económicas. Esta sociedade passou a deter as participações no capital do OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo português), S.A. e da Omiclear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A..

Outros negócios

A REN SGPS, possui ainda uma participação na empresa REN – Serviços, S.A., que tem por objecto a prestação de serviços de apoio administrativo, financeiro, regulatório, 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 serviços 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.

Em 15 de Dezembro de 2010, o objecto social da REN Serviços, S.A. foi alterado, passando a ter a seguinte redacção: a Sociedade tem por objecto a prestação de serviços em matéria energética e de serviços genéricos de apoio ao desenvolvimento do negócio, de forma remunerada, quer em empresas que com ela se encontrem em relação de grupo, quer a quaisquer terceiros, bem como a gestão de participações sociais que a sociedade detenha em outras sociedades.

As demonstrações financeiras anexas são apresentadas em milhares de euros e foram aprovadas pelo Conselho de Administração, na reunião de 16 de Março de 2011. Contudo, as mesmas estão ainda sujeitas a aprovação pela Assembleia Geral de Accionistas, nos termos da legislação comercial em vigor em Portugal.

O Conselho de Administração entende que estas demonstrações financeiras reflectem de forma verdadeira e apropriada as operações da Empresa, bem como a sua posição e desempenho financeiros e fluxos de caixa.

2. Referencial contabilístico de preparação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras anexas foram preparadas no quadro das disposições em vigor em Portugal, em conformidade com o Decreto-Lei nº 158/2009, de 13 de Julho, e de acordo com a estrutura conceptual, normas contabilísticas e de relato financeiro e normas interpretativas aplicáveis ao exercício findo em 2010.

Adopção pela primeira vez das Normas Contabilísticas e de Relato Financeiro (“NCRF”)

A Empresa adoptou as Normas Contabilísticas e de Relato Financeiro (“NCRF”) pela primeira vez em 2010, aplicando, para o efeito, a NCRF 3 – Adopção pela Primeira Vez das Normas Contabilísticas e de Relato Financeiro (NCRF 3). As NCRF foram aplicadas retrospectivamente para todos os períodos apresentados. A data de transição é 1 de Janeiro de 2009, e a Empresa preparou o seu balanço de abertura a essa data, considerando as isenções e exclusões a outras normas existentes, permitidas pela NCRF 3.

A Empresa alterou as demonstrações financeiras de 2009, preparadas e aprovadas de acordo com o anterior referencial contabilístico, as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS), de modo a que estas sejam comparáveis com as referentes a 2010.

Decorrente da adopção das NCRF ocorreram alterações no capital próprio em 1 de Janeiro de 2009, em 31 de Dezembro de 2009 e no resultado líquido do exercício de

2009 quando comparado com o anterior referencial contabilístico (“IFRS”), nomeadamente:

- Método de equivalência patrimonial

De acordo com a NCRF 15 – Investimentos em subsidiárias e consolidação, a Empresa procedeu à mensuração das participações financeiras pelo método de equivalência patrimonial, as quais se encontravam valorizadas, de acordo com o anterior normativo (IFRS), ao custo de aquisição.

O detalhe dos ajustamentos, com efeitos em capital próprio, reportados a 1 de Janeiro de 2009 e 31 de Dezembro de 2009, para efeitos de conversão para NCRF, é como segue:

RECONCILIAÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO: 01.01.2009 31.12.2009		
Capital próprio de acordo com o anterior referencial contabilístico (IFRS)	851.089	901.299
Método de equivalência patrimonial	190.170	148.400
	190.170	148.400
Ajustamento total ao capital próprio	190.170	148.400
Capital próprio de acordo com as NCRF	1.041.259	1.049.699

Os efeitos, no balanço em 31 de Dezembro de 2009, derivados da conversão das demonstrações financeiras preparadas de acordo com o anterior referencial contabilístico (IFRS) para as demonstrações financeiras reexpressas em conformidade com as NCRF, detalham-se como se segue:

	31-12-2009			
	IFRS	Ajustamentos de conversão para NCRF- Metodo de equivalência patrimonial	Rclassificações de conversão para NCRF	NCRF
ACTIVO				
Activo não corrente:				
Activos fixos tangíveis	263	-	-	263
Participações financeiras	1.102.856	148.400	-	1.251.256
Activos disponíveis para venda	89.386	-	-	89.386
Outras contas a receber	1.234.113	-	-	1.234.113
Outros activos financeiros	7.276	-	-	7.276
Activos por impostos diferidos	3.723	-	-	3.723
Total do activo não corrente	2.437.616	148.400	-	2.586.016
Activo corrente:				
Clientes e outras contas a receber	501.506	-	(135)	501.371
Estado e outros entes públicos	24.998	-	-	24.998
Diferimentos	-	-	135	135
Caixa e depósitos bancários	3.439	-	-	3.439
	529.943	-	-	529.943
Total do activo	2.967.559	148.400	-	3.115.959
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio:				
Capital realizado	534.000	-	-	534.000
Ações próprias	(10.728)	-	-	(10.728)
Reserva legal	67.221	-	-	67.221
Outras reservas	94.417	-	-	94.417
Resultados transitados	71.895	190.170	-	262.065
Resultado líquido do período	144.494	(41.770)	-	102.723
Total do capital próprio	901.299	148.400	-	1.049.699
Passivo:				
Passivo não corrente:				
Financiamentos obtidos	1.573.241	-	-	1.573.241
Instrumentos financeiros derivados	10.149	-	-	10.149
Total do passivo não corrente	1.583.390	-	-	1.583.390
Passivo corrente:				
Fornecedores e outras contas a pagar	36.468	-	(36.468)	-
Provisões	982	-	-	982
Fornecedores	-	-	638	638
Estado e outros entes públicos	-	-	306	306
Financiamentos obtidos	445.421	-	-	445.421
Outras contas a pagar	-	-	34.846	34.846
Diferimentos	-	-	676	676
Total do passivo corrente	482.870	-	-	482.869
Total do passivo	2.066.260	-	-	2.066.260
Total do capital próprio e do passivo	2.967.559	148.400	-	3.115.959

Para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a adopção de princípios e políticas contabilísticas de acordo com as NCRF teve o seguinte efeito no resultado líquido da Empresa:

	Exercício findo em 31-12-2009
Capital próprio de acordo com o anterior referencial contabilístico (IFRS)	144.494
Método de equivalência patrimonial	(41.770)
	(41.770)
De acordo com as NCRF	102.723

O efeito na demonstração dos resultados do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 decorrente da adopção das NCRF é detalhado como se segue:

	31-12-2009		
	IFRS	Ajustamentos de conversão para NCRF- Método de equivalência patrimonial	NCRF
Vendas e serviços prestados	9.963	-	9.963
Ganhos / perdas imputados de subsidiárias, associadas e empreendimentos conjuntos	-	116.952	116.952
Fornecimentos e serviços externos	(4.773)	-	(4.773)
Gastos com o pessoal	(4.675)	-	(4.675)
Provisões (aumentos/reduções)	(982)	-	(982)
Aumentos / (reduções) justo valor	-	-	-
Outros rendimentos e ganhos	158.728	(158.723)	5
Outros gastos e perdas	(1.701)	-	(1.701)
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamentos e impostos	156.561	(41.770)	114.790
Gastos/reversões de depreciação e de amortização	(85)	-	(85)
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos)	156.475	(41.770)	114.705
Juros e rendimentos similares obtidos	61.109	-	61.109
Juros e gastos similares suportados	(77.447)	-	(77.447)
Dividendos de empresas participadas	3.286	-	3.286
Resultado antes de impostos	143.424	(41.770)	101.652
Imposto sobre o rendimento do período	1.071	-	1.071
Resultado líquido do Período	144.494	(41.770)	102.723

3. Principais políticas contabilísticas

As principais políticas contabilísticas adoptadas na preparação das demonstrações financeiras anexas são as seguintes:

3.1 Bases de apresentação

As demonstrações financeiras anexas foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações, partir dos livros e registos contabilísticos da Empresa, de acordo com as Normas Contabilísticas e de Relato Financeiro.

Estas demonstrações financeiras reflectem apenas as contas individuais da Empresa, preparadas nos termos legais para aprovação em Assembleia Geral de Accionistas. Embora os investimentos financeiros tenham sido

registados pelo método da equivalência patrimonial, o que está de acordo com as NCRF, estas demonstrações financeiras não incluem o efeito da consolidação integral ao nível de activos, passivos, rendimentos e gastos, as quais reflectem, relativamente às contas consolidadas, preparadas de acordo com as normas internacionais de relato financeiro, tal como adoptado pela União Europeia.

Em 31 de Dezembro de 2010, as diferenças entre o resultado líquido e os capitais próprios (contas individuais e consolidadas) resultam essencialmente do facto das subsidiárias se encontrarem a registar os ganhos e perdas actuariais relativos a benefícios dos empregados de acordo com a metodologia do “corridor”, sendo este efeito

apropriado pela Empresa na aplicação do método de equivalência patrimonial na valorização dos investimentos financeiros naquelas subsidiárias nas contas consolidadas, preparadas de acordo com as IFRS, os ganhos e perdas actuariais daqueles benefícios aos empregados são registados directamente no capital próprio.

3.2 Participações financeiras

As participações financeiras em subsidiárias, entidades conjuntamente controladas e associadas são registadas pelo método da equivalência patrimonial. De acordo com o método da equivalência patrimonial, as participações financeiras são registadas inicialmente pelo seu custo de aquisição e posteriormente ajustadas em função das alterações verificadas após a aquisição, na quota-parte da Empresa nos activos líquidos das correspondentes entidades. Os resultados da Empresa incluem a parte que lhe corresponde nos resultados dessas entidades. Adicionalmente, os dividendos recebidos destas empresas são registados como uma diminuição ao valor dos investimentos financeiros.

O excesso do custo de aquisição face ao justo valor de activos e passivos identificáveis de cada entidade adquirida na data de aquisição é reconhecido como goodwill e é mantido no valor de investimento financeiro. Caso o diferencial entre o custo de aquisição e o justo valor dos activos e passivos líquidos adquiridos seja negativo, o mesmo é reconhecido como um rendimento do exercício.

Ao abrigo do disposto na NCRF 3 – Primeira Aplicação das Normas Contabilísticas e de Relato Financeiro, a Empresa optou por não reexpressar o goodwill apurado de acordo com o anterior normativo - as normas contabilísticas internacionais (IFRS), até 1 de Janeiro de 2009 (data de transição para as NCRF).

É feita uma avaliação das participações financeiras quando existem indícios de que o activo possa estar em imparidade, sendo registadas como gastos na demonstração dos resultados, as perdas por imparidade que se demonstre existir.

Quando a proporção da Empresa nos prejuízos acumulados da subsidiária, entidade conjuntamente controlada ou associada excede o valor pelo qual o investimento se encontra registado, o investimento é relatado por valor nulo, excepto quando a Empresa tenha assumido compromissos de cobertura de prejuízos da subsidiária, entidade conjuntamente controlada ou associada, casos em que as perdas adicionais determinam o reconhecimento de um passivo. Se posteriormente a associada relatar lucros, a Empresa retoma o reconhecimento da sua quota-parte nesses lucros somente após a sua parte nos lucros igualar a parte das perdas não reconhecidas.

Os ganhos não realizados em transacções com subsidiárias, empresas conjuntamente controladas e associadas são eliminados proporcionalmente ao interesse da Empresa nas mesmas, por contrapartida da correspondente rubrica do investimento. As perdas não realizadas são similarmente eliminadas, mas somente até ao ponto em que a perda não resulte de uma situação em que o activo transferido esteja em imparidade.

3.3 Activos fixos tangíveis

Os activos fixos tangíveis encontram-se valorizados ao custo deduzido de depreciações e perdas por imparidade acumuladas.

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

Os activos fixos tangíveis são depreciados de forma linear desde a data em que os mesmos se encontram disponíveis para uso, pelo período de vida útil estimada.

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

	Anos
Equipamento de transporte	entre 4 e 6
Equipamento administrativo	entre 3 e 10

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 Locações

As locações de activos, relativamente aos quais a Empresa detém substancialmente todos os riscos e benefícios inerentes à propriedade do activo, são classificadas como locações financeiras. São igualmente classificadas como locações financeiras, 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 sendo a responsabilidade reconhecida, líquida de encargos financeiros, em Empréstimos obtidos. Os juros incluídos no valor das rendas e as depreciações/amortizações do activo fixo tangível são reconhecidos na demonstração dos resultados do período a que respeitam.

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

No caso dos contratos de locação operacional, as rendas pagas são reconhecidas como custo na demonstração dos resultados numa base linear, durante o período da locação.

3.5 Activos e passivos financeiros

A Empresa optou por aplicar integralmente a IAS 32 – Instrumentos Financeiros: Apresentação, a IAS 39 – Instrumentos Financeiros Reconhecimento e Mensuração, e de acordo com o previsto no parágrafo 2 da Norma Contabilística de Relato Financeiro (NCRF) 27.

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

Os investimentos em 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 Empresa 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.

Empréstimos concedidos e contas a receber são classificados no balanço como “Clientes” e “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 a Empresa não terá a capacidade de receber os montantes em dívida de acordo com as condições iniciais das transacções que lhe deram origem.

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 rendimentos financeiros, 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 Empresa 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 “cash-flows” descontados quando existe informação disponível, fazendo o máximo uso de informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

A Empresa avalia a cada data de relato, se existe evidência objectiva de que os activos financeiros, sofreram perda de valor. Tendo sido registado um ajustamento para dívidas consideradas de cobrança duvidosa, de acordo com a análise efectuada ao risco efectivo de cobrança associado às dívidas a receber da Empresa. O montante dos ajustamentos representa a diferença entre a quantia assentada das dívidas a receber e o valor de realização esperado das mesmas na data de relato.

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.

Passivos financeiros

A Empresa optou por aplicar integralmente a IAS 32 – Instrumentos Financeiros: Apresentação, a IAS 39 – Instrumentos Financeiros Reconhecimento e Mensuração, e de acordo com o previsto no parágrafo 2 da Norma Contabilística de Relato Financeiro (NCRF) 27.

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

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

Os outros passivos financeiros incluem Empréstimos obtidos, 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.

3.6 Instrumentos financeiros derivados

A Empresa contrata uma variedade de instrumentos financeiros derivados, nomeadamente, swaps, no âmbito da sua política de gestão dos riscos de taxa de juro e de taxa de câmbio.

Os instrumentos financeiros derivados são registados inicialmente pelo seu justo valor na data em que são contratados. Em cada data de relato são remensurados ao justo valor, sendo o correspondente ganho ou perda de remensuração registado de imediato em resultados, salvo se tais instrumentos forem designados como instrumentos de cobertura. Quando forem designados como instrumento

de cobertura, o correspondente ganho ou perda de remensuração deve ser registado em resultados quando a posição coberta afectar resultados.

Um instrumento financeiro derivado com justo valor positivo é reconhecido como um activo financeiro na rubrica de “Instrumentos financeiros derivados”. Um instrumento financeiro derivado com um justo valor negativo é reconhecido como um passivo financeiro na rubrica de “Instrumentos financeiros derivados”.

Um instrumento financeiro derivado é apresentado como não corrente se a sua maturidade remanescente for superior a 12 meses e não for expectável a sua realização ou liquidação no prazo de 12 meses.

Contabilidade de cobertura

A Empresa designa como instrumento de cobertura determinados instrumentos financeiros (essencialmente instrumentos financeiros derivados), no âmbito de operações de cobertura dos riscos de taxa de juro e de taxa de câmbio.

Os critérios para aplicação das regras de contabilidade de cobertura são os seguintes:

- Adequada documentação da operação de cobertura;
- O risco a cobrir é um dos riscos descritos na IAS 39;
- É esperado que as alterações de justo valor ou fluxos de caixa do item coberto, atribuíveis ao risco a cobrir, sejam praticamente compensadas pelas alterações no justo valor do instrumento de cobertura.

No início da operação da cobertura, a Empresa documenta a relação entre o instrumento de cobertura e o item coberto, os seus objectivos e estratégia de gestão do risco e a sua avaliação da eficácia do instrumento de cobertura a compensar variações nos justos valores e fluxos de caixa do item coberto.

Cobertura de risco de taxa de câmbio fixa

As variações no justo valor dos instrumentos financeiros derivados designados como instrumento de cobertura no âmbito de cobertura de riscos de taxa de câmbio fixa são imediatamente reconhecidas em resultados, juntamente com as variações no justo valor do item cobertura atribuíveis ao risco coberto. Tais variações são registadas na demonstração dos resultados na linha relacionada com o item coberto.

A contabilidade de cobertura é descontinuada quando a Empresa revoga a relação de cobertura, quando um instrumento de cobertura expira, é vendido, ou é exercido, ou quando um instrumento de cobertura deixa de se qualificar para a contabilidade de cobertura. Qualquer ajustamento de justo valor efectuado à quantia escriturada do item coberto é amortizado para resultados a partir da data em que a contabilidade de cobertura é descontinuada e durante a vida remanescente do referido item.

Cobertura de risco de variabilidade de taxa de juro, risco cambial no âmbito de um compromisso ou de uma transacção futura de elevada probabilidade

As variações no justo valor dos instrumentos financeiros derivados designados como instrumento de cobertura no âmbito de cobertura de risco da variabilidade de taxa de

juro e risco cambial no âmbito de um compromisso ou de uma transacção futura de elevada probabilidade são registadas no capital próprio na rubrica de “Outras reservas - reservas de cobertura”. Tais ganhos ou perdas registados na rubrica de “Outras reservas – reservas de cobertura” são reclassificados para resultados nos períodos em que o item coberto afectar resultados, sendo apresentados na linha afectada pelo item coberto.

A contabilidade de cobertura é descontinuada quando a Empresa revoga a relação de cobertura, quando o instrumento de cobertura expira, é vendido, ou é exercido, ou quando um instrumento de cobertura deixa de se qualificar para a contabilidade de cobertura. Qualquer montante registado na rubrica de “Outras reservas - reservas de cobertura” apenas é reclassificado para resultados quando a posição coberta afectar resultados. Quando a posição coberta consistir numa transacção futura e não for expectável que a mesma ocorra, qualquer montante registado na rubrica de “Outras reservas - reservas de cobertura” é de imediato reclassificado para resultados.

3.7 Rédito

O rédito compreende o justo valor da prestação de serviços, líquido de impostos e descontos, recebidos ou a receber.

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 subsidiárias, por conta de custos de gestão.

O rédito relativo a investimentos em subsidiárias é reconhecido pelo método da equivalência patrimonial, sendo o direito a receber os dividendos reduzido na participação financeira registada.

Os juros recebidos são reconhecidos pelo princípio da especialização dos exercícios, tendo em consideração o montante em dívida e a taxa de juro efectiva durante o período e até à maturidade.

Os rendimentos e gastos 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”, “Contas a pagar” e “Diferimentos”.

3.8 Juízos de valor críticos e principais fontes de incerteza associadas a estimativas

Na preparação das demonstrações financeiras anexas foram efectuados juízos de valor e estimativas e utilizados diversos pressupostos que afectam as quantias relatadas de activos e passivos, assim como as quantias relatadas de rendimentos e gastos do período.

As estimativas e os pressupostos subjacentes foram determinados por referência à data de relato com base no melhor conhecimento existente à data de aprovação das demonstrações financeiras dos eventos e transacções em curso, assim como na experiência de eventos passados e/ou correntes. Contudo, poderão ocorrer situações em

períodos subsequentes que, não sendo previsíveis à data de aprovação das demonstrações financeiras, não foram consideradas nessas estimativas. As alterações às estimativas que ocorram posteriormente à data das demonstrações financeiras serão corrigidas de forma prospectiva. Por este motivo e dado o grau de incerteza associado, os resultados reais das transacções em questão poderão diferir das correspondentes estimativas.

Estimativas contabilísticas relevantes

3.8.1 Pressupostos actuariais

A determinação das responsabilidades futuras 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.

Responsabilidades por benefícios pós-emprego – Seguros de vida

Os encargos a suportar pela Empresa com a prestação de seguros de vida, são reconhecidos como custos durante o exercício em que os empregados auferem estes benefícios, encontrando-se estas responsabilidades reflectidas no balanço na rubrica de “Responsabilidades por benefícios pós emprego”. Os pagamentos aos beneficiários efectuados no decurso de cada exercício são registados como uma redução destas responsabilidades.

A empresa procede à contabilização dos gastos resultantes de seguros de vida de acordo com o disposto na NCFR 28.

3.8.2 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) os montantes possam ser estimados com fiabilidade. 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.

3.8.3 Justo valor

O justo valor de activos financeiros cotados é baseado em preços de mercado (“bid”). Se não existir um mercado activo, a Empresa 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 “cash-flows” descontados quando existe informação disponível, fazendo o máximo uso de informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

3.9 Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre o rendimento do exercício registado na demonstração dos resultados corresponde à soma dos impostos correntes com os impostos diferidos. Os impostos correntes e os impostos diferidos são registados em resultados, salvo quando os impostos diferidos se relacionam com itens registados directamente no capital próprio, caso em que são registados no capital próprio.

O imposto corrente a pagar é calculado com base no lucro tributável da Empresa. O lucro tributável difere dos resultados contabilístico, uma vez que exclui diversos gastos e rendimentos que apenas serão dedutíveis ou tributáveis em outros exercícios, bem como gastos e rendimentos que nunca serão dedutíveis ou tributáveis.

Os impostos diferidos referem-se às diferenças temporárias entre os montantes dos activos e passivos para efeitos de relato contabilístico e os respectivos montantes para efeitos de tributação. Os activos e passivos por impostos diferidos são mensurados utilizando as taxas de tributação que se espera estarem em vigor à data de reversão das correspondentes diferenças temporárias, com base nas taxas de tributação (e legislação fiscal) que estejam formalmente emitidas na data do relato.

Os passivos por impostos diferidos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias tributáveis e os activos por impostos diferidos são reconhecidos para as diferenças temporárias dedutíveis para as quais existem expectativas razoáveis de lucros fiscais futuros suficientes para utilizar esses activos por impostos diferidos, ou diferenças temporárias tributáveis que se revertam no mesmo período de reversão das diferenças temporárias dedutíveis. Em cada data de relato é efectuada uma revisão dos activos por impostos diferidos, sendo os mesmos ajustados em função das expectativas quanto à sua utilização futura.

3.10 Transacções e saldos em moeda estrangeira

As transacções em moedas diferentes do Euro são convertidas para a 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.

3.11 Especialização de exercícios

A Empresa regista os seus rendimentos e gastos de acordo com o princípio da especialização de exercícios, pelo qual os rendimentos e gastos são reconhecidos à medida que são gerados, independentemente do momento do respectivo recebimento ou pagamento. As diferenças entre

os montantes recebidos e pagos e os correspondentes rendimentos e gastos gerados são registadas como activos ou passivos.

3.12 Distribuição de dividendos

A distribuição de dividendos aos detentores de capital é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Empresa no período em que os dividendos são aprovados pelos accionistas e até ao momento da sua liquidação.

3.13 Capital social e Acções Próprias

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 como uma dedução ao capital próprio. De acordo com o código das sociedades comerciais 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 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.

3.14 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 na demonstração da posição financeira, 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.

3.15 Acontecimentos subsequentes

Os acontecimentos após a data do balanço que proporcionam informação adicional sobre condições que existiam à data do balanço (“adjusting events” ou acontecimentos após a data do balanço que dão origem a ajustamentos) são reflectidos nas demonstrações financeiras. Os eventos após a data do balanço que proporcionam informação sobre condições ocorridas após a data do balanço (“non adjusting events” ou acontecimentos após a data do balanço que não dão origem a ajustamentos) são divulgados nas demonstrações financeiras, se forem considerados materiais.

4. Fluxos de caixa

Para efeitos da demonstração dos fluxos de caixa, caixa e seus equivalentes inclui numerário, depósitos bancários imediatamente mobilizáveis (de prazo inferior ou igual a três meses) e aplicações de tesouraria no mercado monetário, líquidos de descobertos bancários e de outros financiamentos de curto prazo equivalentes. Caixa e seus equivalentes nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 detalha-se conforme se segue:

	2010	2009
Depósitos bancários imediatamente mobilizáveis	472	3.439
Aplicações de tesouraria	102.400	-
	102.872	3.439
Descobertos bancários (Nota 15)	(389)	(444)
	102.483	2.995

5. Activos fixos tangíveis

Durante os exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, o movimento ocorrido no montante dos activos fixos tangíveis, bem como nas respectivas depreciações acumuladas e perdas por imparidade, foi o seguinte:

2009	Equipamento de transporte	Equipamento administrativo	Total
Activos			
Saldo inicial	348	51	399
Aquisições	-	8	8
Saldo final	348	59	407
Depreciações acumuladas e perdas por imparidade			
Saldo inicial	51	9	60
Depreciações do exercício	78	7	85
Saldo final	129	15	145
Activos líquidos	219	44	263

2010	Equipamento de transporte	Equipamento administrativo	Total
Activos			
Saldo inicial	348	59	407
Aquisições	140	87	226
Saldo final	488	146	634
Depreciações acumuladas e perdas por imparidade			
Saldo inicial	129	15	145
Depreciações do exercício	90	13	103
Saldo final	219	28	247
Activos líquidos	268	118	386

6. Locações financeiras

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, a Empresa mantém os seguintes bens em regime de locação financeira:

	2010			2009
	Custo	Depreciações	Quantia escriturada	Quantia escriturada
Equipamento de transporte	377	(142)	235	219

Os pagamentos mínimos das locações financeiras em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 são detalhados conforme se segue:

	Valores presentes dos pagamentos mínimos		Pagamentos mínimos	
	2010	2009	2010	2009
Até 1 ano	86	63	91	64
Entre 1 ano e 5 anos	142	97	147	98
	228	160	238	162

7. Participações em empresas subsidiárias

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, as participações financeiras da Empresa tinham a seguinte composição:

ENTIDADE	Sede social	31 de Dezembro de 2010				Fracção de capital detida			Valor proporcional no resultado (Nota 24)
		Capital social	Activo	Capital próprio	Resultado líquido	%	Participação financeira	Provisão (Nota 14)	
Método da equivalência patrimonial:									
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Lisboa	586.759	2.720.062	656.615	64.849	100	656.615	-	64.849
REN Trading, S.A.	Lisboa	50	173.313	(1.733)	(2.118)	100	-	(1.733)	(2.118)
REN Gasodutos, S.A.	Lisboa	404.931	936.779	455.942	41.982	100	455.942	-	41.982
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. (a)	Sines	13.000	330.426	69.955	12.909	100	73.729	-	12.910
REN Armazenagem, S.A.	Pombal	76.386	139.950	83.331	5.213	100	83.331	-	5.213
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	Lisboa	100	5.967	3.884	3.188	100	3.884	-	3.188
REN Serviços, S.A.	Lisboa	50	9.931	3.132	3.075	100	3.132	-	3.075
Enondas, Energia das Ondas, S.A.	Pombal	250	237	216	(34)	100	216	-	(34)
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A.	Lisboa	2.610	17.232	17.285	10	90	4.545	-	9
							1.281.394	(1.733)	129.074

ENTIDADE	Sede social	31 de Dezembro de 2010				Fracção de capital detida			Valor proporcional no resultado (Nota 24)
		Capital social	Activo	Capital próprio	Resultado líquido	%	Participação financeira	Provisão (Nota 14)	
Método da equivalência patrimonial:									
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Lisboa	586.759	2.597.396	649.382	57.785	100	649.382	-	57.785
REN Trading, S.A.	Lisboa	50	201.575	1.046	695	100	1.046	-	695
REN Gasodutos, S.A.	Lisboa	404.931	871.471	450.538	38.507	100	454.312	-	38.507
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. (a)	Sines	13.000	308.864	57.341	13.827	100	57.342	-	13.827
REN Armazenagem, S.A.	Pombal	76.386	141.697	83.097	5.242	100	83.097	-	5.242
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	Lisboa	100	10.672	1.439	782	100	1.439	-	782
REN Serviços, S.A.	Lisboa	50	6.142	156	104	100	156	-	104
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.	Lisboa	2.500	5.668	4.979	11	90	4.481	-	10
							1.251.256	-	116.952

(a) Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, a participação financeira na REN Atlântico compreende um goodwill no montante de 3.774 milhares de Euros.

O movimento ocorrido nestas rubricas em 2010 e 2009 foi como segue:

PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS - MÉTODO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	Proporção no capital próprio (activo)	Goodwill	Proporção no capital próprio - provisões (Nota 14)	Total
2010				
Saldo inicial	1.247.482	3.774	-	1.251.256
Resultado apropriado pela aplicação do método da equivalência patrimonial (Nota 19)	130.807	-	(1.733)	129.073
Distribuição de dividendos	(97.800)	-	-	(97.800)
Apropriação das variações patrimoniais das subsidiárias	(3.171)	-	-	(3.171)
Constituição de sociedades	304	-	-	304
Saldo final	1.277.622	3.774	(1.733)	1.279.661
2009				
Saldo inicial	1.289.252	3.774	-	1.293.027
Resultado apropriado pela aplicação do método da equivalência patrimonial (Nota 14)	116.952	-	-	116.952
Distribuição de dividendos	(158.724)	-	-	(158.724)
Saldo final	1.247.482	3.774	-	1.251.256

Em 31 de Dezembro de 2010, o capital próprio da subsidiária REN Trading é negativo em 1.733 milhares de Euros, pelo que foi apropriada, por via da aplicação do método de equivalência patrimonial, a totalidade das perdas destas subsidiárias, por existirem compromissos de cobertura dessas perdas.

O saldo de “Apropriação das variações patrimoniais das subsidiárias”, no montante de 3.171 milhares de euros corresponde à apropriação das variações registadas directamente em capital próprio das subsidiárias (resultante de impostos diferidos decorrentes da derrama estadual relativos a itens previamente registados no capital próprio).

A parcela de goodwill incluída na rubrica de “Participações financeiras – método de equivalência patrimonial”, em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, é detalhada conforme segue:

Entidade	2010		2009	
	Ano da aquisição	Montante inicial	Quantia escriturada	Quantia escriturada
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	2006	3.774	3.774	3.774
		3.774	3.774	3.774

O Goodwill representa a diferença entre os montantes pagos na aquisição de participações em subsidiárias e o justo valor dos capitais próprios da REN Atlântico, S.A. no âmbito do unbundling do negócio do gás natural.

Teste de imparidade ao Goodwill

A REN efectuou o teste de imparidade ao goodwill em 31 de Dezembro de 2010, 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 cash flow 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 cash-flows 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 5,68%).

O valor recuperável calculado foi de 59 505 milhares de euros, valor que permite a recuperação do valor do imobilizado líquido acrescido do goodwill de 3 774 milhares de euros.

8. Impostos sobre o rendimento

As empresas do grupo REN pertencem ao Regime especial de tributação do Grupo de Sociedades (“RETGS”), em sede de IRC. 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 subsidiárias.

De acordo com a legislação em vigor, as declarações fiscais estão sujeitas a revisão e correcção por parte das autoridades fiscais durante um período de quatro anos (cinco anos para a Segurança Social), excepto quando tenham havido prejuízos fiscais, tenham sido concedidos benefícios fiscais, ou estejam em curso inspecções, reclamações ou impugnações, casos estes em que, dependendo das circunstâncias, os prazos são alargados ou suspensos. Deste modo, as declarações fiscais da Empresa dos anos de 2007 a 2010 poderão vir ainda ser sujeitas a revisão.

O cálculo do imposto, no período, foi actualizado de acordo com a Lei n.º 12-A/2010 de 30 de Junho, que instituiu a derrama estadual correspondente à aplicação de uma

taxa adicional de 2,5% sobre a parte do lucro tributável superior a 2 milhões de euros.

Consequentemente, a taxa de imposto utilizada na valorização das diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis em 31 de Dezembro de 2010 é de 29% (26,5% em 2009).

A Administração da Empresa entende que as eventuais correcções resultantes de revisões/inspecções por parte das autoridades fiscais àquelas declarações de impostos não terão um efeito significativo nas demonstrações financeiras em 2010 e 2009.

O gasto com impostos sobre o rendimento nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 é detalhado conforme se segue:

GASTOS COM IMPOSTOS SOBRE O RENDIMENTO	2010	2009
Imposto corrente	222	(229)
Excesso / (insuficiência) de estimativa de imposto	1.032	(157)
Impostos diferidos	(216)	1.457
Gasto com impostos sobre o rendimento	1.038	1.071

A reconciliação do imposto corrente 2010 e em 2009 é detalhado conforme se segue:

RECONCILIAÇÃO IMPOSTO CORRENTE	2010	2009
Resultado antes de impostos	106.240	101.652
Provisões não dedutíveis ou para além dos limites legais	11.686	982
Anulação do efeito do método da equivalência patrimonial	2.152	-
Encargos Financeiros	14.072	15.722
Rendimentos de dividendos	(3.790)	(3.286)
Anulação do efeito do método da equivalência patrimonial	(131.210)	(117.013)
Outros	2.295	976
Diferenças temporárias:		
Provisão para seguros de vida	6	-
Justo valor dos futuros	(640)	-
Lucro tributável	811	(967)
Gasto com impostos sobre o rendimento apurado à taxa de 25,0%	203	(242)
Tributações autónomas	20	13
Imposto corrente	222	(229)
Imposto diferido	(216)	1.457
Excesso/insuficiência de estimativa de imposto	1.032	(157)
Gasto com impostos sobre o rendimento	1.038	1.071
Taxa efectiva	0,98%	1,05%

Impostos diferidos

O detalhe dos activos e passivos por impostos diferidos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, de acordo com as diferenças temporárias que os geraram, é conforme se segue:

Natureza	31 de Dezembro de 2010		31 de Dezembro de 2009		Aumento/ (redução) do período	
	Base	Imposto diferido	Base	Imposto diferido	Resultados	Capital Próprio
Activos por impostos diferidos:						
Provisão para seguros de vida	6	2	-	-	2	-
Prejuízos fiscais	4.205	1.051	4.205	1.051	-	-
Justo valor dos activos disponíveis para venda	-	-	3.743	496	-	(496)
Justo valor dos futuros	1.572	456	-	-	456	-
Justo valor Swaps	3.688	1.069	8.210	2.176	(32)	(1.074)
	9.471	2.578	16.158	3.723	426	(1.570)
Passivos por impostos diferidos:						
Justo valor dos futuros	2.212	642	-	-	642	-
Justo valor dos Swaps	1.594	462	-	-	-	462
	3.806	1.103	-	-	642	462
Gasto do período					216	2.032

9. Activos financeiros

Clientes e outras contas a receber

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 as contas a receber da Empresa apresentavam a seguinte composição:

CONTAS A RECEBER	2010	2009
Não correntes:		
Outras contas a receber:		
Empresas do grupo - Suprimentos (Nota 26)	1.209.333	1.234.113
Correntes:		
Clientes	51	-
Outras contas a receber:		
Empresas do grupo - Suprimentos (Nota 26)	34.916	44.082
Empresas do grupo - Gestão de tesouraria (Nota 26)	359.306	386.631
Empresas do grupo - RETGS (Nota 26)	90.398	64.362
Empresas do grupo - Devedores (Nota 26)	71.682	6.282
Outros	87	13
	556.389	501.371
	1.765.774	1.735.484

A rubrica de "Outros devedores – grupo", inclui o débito do imposto sobre o rendimento às subsidiárias relacionado com o consolidado fiscal.

Outros activos financeiros

A rubrica de "Outros activos financeiros" no montante de 7.119 milhares de euros (7.276 milhares de euros em 31 de Dezembro de 2009), corresponde ao investimento financeiro de 126 unidades de participação no fundo fechado "Luso Carbon Fund", com um prazo de maturidade 10 anos. Este investimento encontra-se registado ao justo valor através de resultados utilizando o valor da unidade de participação do fundo.

10. Instrumentos financeiros derivados

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 a Empresa tinha os seguintes instrumentos financeiros derivados contratados:

DERIVADOS DESIGNADOS COMO COBERTURA DE FLUXOS DE CAIXA	Nacional	Activo		Passivo	
		Corrente	Não corrente	Corrente	Não corrente
31 DE DEZEMBRO DE 2009					
Swaps de taxa de juro	384.000.000 EUR	-	-	-	(6.066)
Swap de taxa de câmbio e de juro	10.000.000.000 JPY	-	-	-	(4.083)
Total de derivados designados como cobertura de fluxos de caixa		-	-	-	(10.149)
31 DE DEZEMBRO DE 2010					
Swaps de taxa de juro	384.000.000 EUR	-	-	2.803	2.875
Swaps de taxa de juro	200.000.000 EUR	-	1.553	-	-
Swap de taxa de câmbio e de juro	10.000.000.000 JPY	-	19.146	-	-
Derivados de negociação		2.212		1.572	
Total de derivados designados como cobertura de fluxos de caixa		2.212	20.699	4.376	2.875

O valor reconhecido nesta rubrica refere-se a quatro contratos swap de taxa de juro e a dois Forward start swaps de taxa de juro, contratados pela REN SGPS com o objectivo de cobrir o risco de flutuação das taxas de juro futuras.

Estão incluídos nos valores apresentados os juros a receber ou a pagar vencidos à data de 31 de Dezembro de 2010, relativos a estes instrumentos financeiros, no montante líquido a pagar de 2.512 milhares de euros.

As características dos swaps contratados em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 eram as seguintes:

Valor de referência	Períodos de liquidação de juros	Recebimento/pagamento	Data de vencimento	Justo valor em 31.12.2010	Justo valor em 31.12.2009
200.000 mEuro	- a pagar: 16 de Abr, liquidação anual de juros; - a receber: dia 16 de cada mês, liquidação mensal de juros.	REN recebe Euribor 1M e paga 1,68%	Abril de 2011	(2.803)	(3.927)
10.000.000.000JPY 72 899 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 26 de Junho e Dezembro – liquidação semestral de juros; a receber: 26 de Junho e Dezembro – liquidação semestral de juros.	REN recebe 2,71% e paga 5,64% (anual) até Junho de 2024 e Euribor a 6M + 190 b.p. desde essa data até à maturidade	Junho de 2024	19.146	(4.083)
50.000 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 5 de Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro – liquidação trimestral de juros; a receber: 5 de Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro – liquidação trimestral de juros.	REN recebe Euribor 3M e paga 2,19%	Mai de 2012	(781)	(576)
134.000 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros; a receber: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros.	REN recebe Euribor 3M e paga 2,28%	Junho de 2012	(2.094)	(1.563)
100.000 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros; a receber: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros.	REN recebe Euribor 3M e paga 2,72%	Dez de 2016	848	-
100.000 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros; a receber: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro – liquidação trimestral de juros.	REN recebe Euribor 3M e paga 2,77%	Dez de 2016	706	-
Total				15.022	(10.149)

Cobertura de fluxos de caixa

A Empresa procede à cobertura de uma parcela de pagamentos futuros de juros de empréstimos, de emissões obrigacionistas e de papel comercial, através da designação de swaps de taxa de juro em que paga uma taxa fixa e recebe uma taxa variável, com um nominal de 384.000 milhares de euros (Dezembro de 2009: 384.000 milhares de euros). Esta é uma cobertura do risco de taxa de juro associado aos pagamentos de juros à taxa variável decorrentes de passivos financeiros reconhecidos. O risco coberto é o indexante da taxa variável ao qual estão associados os cupões de juros dos financiamentos. O objectivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra a ser coberto. O justo valor dos swaps de taxa de juro, em 31 de Dezembro de 2010, é de 4.125 milhares de euros negativos (em 31 de Dezembro de 2009 era de 6.066 milhares de euros negativos).

Durante o exercício de 2010, a Empresa contratou dois forward-start swaps de taxa de juro com início em 2012, com o objectivo de cobertura do risco de flutuação das taxas de juro de emissões de papel comercial futuras que a Gestão estima contratar. Estes instrumentos detêm um nominal de 200.000 milhares de euros, pagando a Empresa uma taxa fixa e recebendo uma taxa variável. O risco coberto é o indexante da taxa variável aos quais se encontram associados os cupões de juros dos financiamentos. O objectivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra a ser coberto. O justo valor destes swaps de taxa de juro, em 31 de Dezembro de 2010, é de 1.553 milhares de euros positivos.

Adicionalmente, a Empresa encontra-se a proceder à cobertura da sua exposição ao risco de fluxos de caixa da sua emissão obrigacionista de 10.000 milhões de JPY, decorrente do risco cambial, através de um cross currency swap com as características principais equivalentes às da dívida emitida. O mesmo instrumento de cobertura é utilizado para uma cobertura de justo valor do risco de taxa de juro da referida emissão obrigacionista através da componente forward start swap que só terá início a Junho de 2019. As variações de justo valor do instrumento de cobertura encontram-se igualmente a ser diferidas em reservas de cobertura, sendo transferidas, no caso da cobertura cambial, para resultados do exercício à medida que o instrumento coberto gera impacto em resultados.

A partir de Junho de 2019, o objectivo será o de cobrir a exposição ao JPY e o risco de taxa de juro, transformando a operação numa cobertura de justo valor, passando a registar-se as alterações de justo valor da dívida emitida decorrente dos riscos cobertos, em resultados. O risco de crédito não se encontra coberto. O justo valor do cross currency swap a 31 de Dezembro de 2010 é de 19.146 milhares de euros positivos (Dezembro de 2009: 4.083 milhares de euros negativos).

A variação cambial do subjacente (empréstimo) no exercício de 2010 no montante de, aproximadamente, 16.941 milhares de euros, foi registado em base líquida do efeito do instrumento de cobertura na demonstração dos resultados do exercício.

O valor registado em reservas referente às coberturas de fluxos de caixa acima referidas é de 1.607 milhares de euros (Dezembro de 2009: 7.556 milhares de euros).

As variações do justo valor dos derivados de negociação que foram reconhecidas em resultados, conjuntamente com as variações de justo valor dos activos ou dos passivos atribuíveis ao risco coberto detalham-se como se segue:

	2010	2009
Justo valor dos futuros	640	-

Cobertura de justo valor

A Empresa contratou em Fevereiro de 2009, um swap de taxa de juro para efectuar a cobertura de justo valor de uma emissão de 300 milhares de euros. Esta cobertura foi descontinuada em Novembro de 2009, sendo que a esta data o instrumento coberto apresenta um ajustamento de justo valor decorrente da cobertura de 677 milhares de euros. Este montante irá ser amortizado por contrapartida de resultados, de acordo com o método do juro efectivo, durante a maturidade do instrumento coberto.

Futuros

A Empresa, através da sua participada REN Trading, S.A., tem vindo a realizar algumas operações financeiras no mercado de futuros de energia, carvão e licenças de emissão de CO₂, quer através da celebração de contratos standardizados pela International Swaps and Derivatives Association Inc. ("ISDA"), quer pela participação em bolsas de negociação de futuros.

A Empresa e a REN Trading formalizaram por meio de Acordo os termos ao abrigo dos quais a REN Trading promove a gestão desses contratos de derivados financeiros, por conta e em benefício da Empresa, assegurando assim uma clara e transparente separação desses negócios, sempre numa lógica previamente definida e continuamente monitorizada de baixa exposição ao risco.

Esta contratação de derivados financeiros no mercado de futuros, não implica qualquer liquidação física dos activos subjacentes, sendo uma actividade de natureza puramente financeira, enquadrável como mera gestão financeira de activos, não se confundindo com a actividade regulada do Agente Comercial.

Em 31 de Dezembro de 2010 o justo valor dos contratos de futuros de energia e de licenças de CO₂ é conforme segue:

	Activo corrente	Passivo corrente
Justo valor a 31 de Dezembro de 2009	-	-
Contratos financeiros no mercado de energia para 2011	1.941	-
Licenças de CO ₂	271	-
Contratos financeiros de carvão	-	1.572
Justo valor a 31 de Dezembro de 2010	2.212	1.572

11. Activos disponíveis para venda

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, os activos reconhecidos nesta rubrica referem-se a instrumentos de capital detidos em entidades estratégicas do mercado de electricidade espanhol, e detalham-se como segue:

	% detida	2010	2009
Red Electrica Corporation, S.A. ("REE")	1%	47.651	52.551
Enagás, S.A.	1%	35.617	36.835
Total		83.267	89.386

Os movimentos registados nesta rubrica foram os seguintes:

	REE	ENAGÁS	Total
1 de Janeiro de 2009	48.733	37.157	85.890
Ajustamento de justo valor	3.818	(322)	3.496
31 de Dezembro de 2009	52.551	36.835	89.386
Ajustamento de justo valor	(4.901)	(1.218)	(6.119)
31 de Dezembro de 2010	47.651	35.617	83.267

As participações da REN SGPS na REE e ENAGAS estão registadas ao justo valor determinado com base na cotação de fecho na bolsa das respectivas empresas à data de 31 de Dezembro de 2010.

A Red Eléctrica Corporation ("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 Bolsa de Madrid integrando o índice "IBEX 35" e o activo financeiro foi registado na data do balanço de acordo com a cotação em 30 de Dezembro de 2010, o que resultou numa desvalorização de justo valor de 4.900 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% de acções da Enagás como parte de um acordo de parceria estratégica. A Enagás esta listada na Bolsa de Madrid, integrando o índice "IBEX 35" tendo o activo sido registado na data de balanço de acordo com a cotação de 30 de Dezembro de 2010, de que resultou uma perda de 1.218 milhares de euros.

Os ajustamentos ao justo valor dos activos financeiros disponíveis para venda, estão reflectidos no capital próprio, na reserva de justo valor.

	2010	2009
Ajustamento de justo valor:		
Variação justo valor	(6.118)	3.496
Impacto dos impostos diferidos	(496)	(464)
Ajustamento líquido em capital	(6.614)	3.032

No decorrer do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010, a REE e a Enagás distribuíram dividendos nos montantes de 2.001 e 1.789 milhares de Euros, (1.732 e

1.554 milhares de euros em 2009), respectivamente. Estes montantes foram reconhecidos na demonstração dos resultados na rubrica de "Dividendos de empresas participadas".

12. Diferimentos activos

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 as rubricas do activo corrente "Diferimentos" apresentavam a seguinte composição:

	2010	2009
Diferimentos activos		
Seguros pagos antecipadamente	115	93
Outros gastos	13	42
	128	135

13 Instrumentos de capital próprio

Capital social

Em 31 de Dezembro de 2010, o capital social da Empresa, 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 em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 é como segue:

	Número de acções	Capital Social
Capital realizado	534.000.000	534.000.000

Os principais accionistas, em 31 de Dezembro de 2010, são como segue:

	Número de acções	%
Capitalpor SGPS, S.A.	245.645.340	46,0%
Parública SGPS, S.A.	20.826.000	3,9%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	6.265.888	1,2%
Logoplaste Gestão e Consultoria Financeira, S.A.	45.044.826	8,4%
Gestmin, SGPS, SA	28.146.479	5,3%
EDP – Energias de Portugal, S.A.	26.700.000	5,0%
Oliren, SGPS, S.A.	26.700.000	5,0%
Red Eléctrica Corporación, S.A.	26.700.000	5,0%
Acções próprias	3.881.374	0,7%
Free float	104.090.093	19,5%

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 a Empresa detinha as seguintes acções próprias em carteira:

	Número de acções	Percentagem de capital	Valor
Acções próprias	3.881.374	0,7268%	10.728

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 a REN adquiriu 1 382 672 acções próprias, correspondendo a 0,2589% do seu capital.

Não houve aquisição ou venda de acções próprias no exercício findo em 31 de Dezembro de 2010.

De acordo com o Código das Sociedades Comerciais a REN SGPS tem de garantir em cada momento a existência de reservas no Capital Próprio para cobertura do valor das acções próprias, limitando o valor das reservas disponíveis para distribuição.

Reserva legal

De acordo com a legislação comercial em vigor, pelo menos 5% do resultado líquido anual se positivo, tem de ser destinado ao reforço da reserva legal até que esta represente 20% do capital. Esta reserva não é distribuível a não ser em caso de liquidação da Empresa, mas pode ser utilizada para absorver prejuízos depois de esgotadas as outras reservas, ou incorporada no capital.

Em 31 de Dezembro de 2010 a Reserva Legal ascende 74.445.milhares de euros (67.221 milhares de euros em 2009).

14. Provisões, passivos contingentes e activos contingentes

Garantias prestadas

A Empresa tem prestadas garantias bancárias em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, conforme segue:

Beneficiário	Objecto	Início	2010	2009
Direcção Geral de Geologia e Energia	Caucionar o pontual e integral cumprimento das obrigações. do "Contrato de Concessão da Actividade de Transporte de Gás Natural através da RNT de Gás Natural".	2006-09-25	10.000	10.000
BEI	Para garantir empréstimos	2006-06-26	244.591	204.589

Provisões

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 a rubrica de "Provisões" apresenta a seguinte composição:

	2010		2009
	Não corrente (Nota 7)	Corrente	Corrente
Saldo inicial	-	982	-
Aumentos	1.733	12.470	982
Utilizações	-	(982)	-
Saldo final	1.733	12.470	982

Em 31 de Dezembro de 2010 a rubrica de provisões refere-se à provisão para cobertura da contingência associada ao litígio com a Amorim Energia sobre os dividendos recebidos da Galp Energia em 2006, a qual foi registada em 2010 na sequência da notificação do Acórdão do tribunal Arbitral no âmbito da Câmara de Comércio Internacional ("CCI") de Paris, em 16 de Março de 2010 e respectiva adenda em 8 de Julho de 2010, condenando a REN ao pagamento de 20.300.milhares de euros, equivalente a metade do

Distribuições

Os dividendos pagos durante os exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 ascenderam a 88.530 milhares de euros (0,166 euros por acção) e 88.110 milhares de euros (0,165 euros por acção), respectivamente.

Outras Reservas

A rubrica de "Outras Reservas" inclui as variações de justo valor dos activos detidos para venda e dos instrumentos financeiros derivados de cobertura de fluxos de caixa.

De acordo com a legislação em vigor em Portugal, os incrementos decorrentes da adopção de justo valor apenas poderão ser distribuídos aos accionistas quando os elementos ou direitos que lhe deram origem sejam alienados, exercidos, extintos, liquidados ou quando se verifique o seu uso. Em 31 de Dezembro de 2010, a Empresa tem no seu capital próprio, o montante não distribuível de 11 003 milhares de euros negativos, (8 801 milhares de euros negativos em 2009), referente a incrementos decorrentes da aplicação do justo valor).

montante reclamado pela Amorim Energia, acrescido de juros. É entendimento da Empresa, baseado na análise jurídica do Acórdão Arbitral, que a provisão constituída em 2010 é adequada para fazer face ao risco decorrente deste processo, e corresponde à melhor expectativa do custo a incorrer pela Empresa com este processo.

Em relação ao valor do exercício findo em 31 de Dezembro 2009 o valor de provisão é de 981 milhares de euros era referente a provisões para impostos resultante de uma liquidação adicional de um imposto em sede de IRC e IVA relativo a exercício de 2006, a qual foi paga no decurso de 2010.

15. Passivos financeiros

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 as rubricas de “Fornecedores” e de “Outros contas a pagar” apresentavam a seguinte composição:

	2010	2009
Corrente		
Fornecedores:		
Grupo	153	101
Nacionais	860	504
Estrangeiros	43	32
	1.056	638
Outras contas a pagar:		
Fornecedores de Investimento	57	-
Empresas do Grupo - RETGS (Nota 26)	-	33.972
Empresas do Grupo - Suprimentos (Nota 26)	3.260	-
Acréscimos de gastos:		
Remunerações	419	299
Outros	240	45
Outros Credores (Nota 26)	32.086	529
	36.062	34.846
	37.118	35.484

Financiamentos obtidos

A repartição dos empréstimos quanto ao prazo (corrente e não corrente) e por natureza de empréstimo, no final do exercício, é como segue:

	2010	2009
Não Corrente:		
Papel Comercial	227.000	155.000
Empréstimos Obrigacionistas	942.039	923.553
Empréstimos Bancários	609.675	494.591
Loações Financeiras (Nota 6)	142	97
	1.778.856	1.573.241
Corrente:		
Papel Comercial	260.000	400.000
Empréstimos Bancários	34.916	34.916
Descobertos Bancários (Nota 4)	389	444
Loações Financeiras (Nota 6)	86	63
Juros a pagar	12.314	14.258
Juros a receber	(3.778)	(4.260)
	303.927	445.421
	2.082.784	2.018.662

A Empresa é subscritora de dez programas de papel comercial no valor de 1.200.000 milhares de euros, estando utilizados 487.000 milhares de euros em 31 de Dezembro de 2010.

Em 2010 foram efectuadas as seguintes operações:

- em Março, foi desembolsado o valor de 75.000 milhares de euros referente a um contrato de financiamento assinado em 2009;
- em Outubro, foi celebrado um novo contrato de financiamento e em Dezembro foi desembolsado o valor de 75.000 milhares de euros.

Os empréstimos bancários não têm como garantia real os activos da Empresa.

Relativamente aos empréstimos obrigacionistas não foram realizadas operações no corrente ano mantendo-se a emissão pública de 800.000 milhares de euros com maturidade em Dezembro de 2013 e as emissões por subscrição particular de 50.000 milhares de euros com maturidade em Dezembro de 2013 e a de 10 mil milhões de ienes com vencimento em Junho de 2024.

Os passivos financeiros da Empresa apresentam os seguintes tipos de covenants principais: Cross default, Pari Passu, Negative Pledge, alteração de controlo accionista (importa salientar que a alteração de controlo accionista não constitui, por si só, motivo suficiente para determinar o vencimento antecipado do contrato, tendo para tal de verificar-se um conjunto de condições suplementares e cumulativas).

No final do exercício de 2010, a Empresa possuía ainda as seguintes linhas de crédito contratadas e não utilizadas:

TAXAS DE JURO VARIÁVEIS	2010	2009
Curto prazo	120.000	120.000

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.

16. Estados e outros entes públicos

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 as rubricas de “Estado e outros entes públicos” apresentavam a seguinte composição:

	2010	2009
Activo corrente		
Imposto sobre o rendimento	-	24.998
IVA a recuperar	2	-
Estado e Entes Públicos - Activo	2	24.998
Passivo corrente		
Imposto sobre o rendimento	59.741	-
IVA a pagar	241	214
Retenção de impostos sobre o rendimento	113	57
Contribuições para a segurança social	53	35
Estado e Entes Públicos - Passivo	60.148	306

17. Diferimentos passivos

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 as rubricas do passivo corrente “Diferimentos” apresentavam a seguinte composição:

DIFERIMENTOS PASSIVOS	2010	2009
Dividendos a receber	745	676

18. Rédito

O rédito reconhecido pela Empresa em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 é detalhado conforme se segue:

PRESTAÇÕES DE SERVIÇOS	2010	2009
Gestão técnica e administrativa para o Grupo REN (Nota 26)	10.218	9.963

19. Ganhos e perdas em subsidiárias

Os ganhos em subsidiárias nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 são detalhados conforme se segue:

	2010	2009
REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.	64.849	57.785
REN Gasodutos, S.A.	41.982	38.507
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	12.909	13.827
REN Armazenagem, S.A.	5.213	5.242
RENTELECOM – Comunicações, S.A.	3.188	782
REN Serviços, S.A.	3.075	104
OMIP, SGPS, S.A.	9	-
OMIP, S.A.	-	10
ENONDAS – Energia das Ondas, S.A.	(34)	-
REN Trading, S.A.	(2.118)	695
	129.074	116.952

20. Fornecimentos e serviços externos

A rubrica de “Fornecimentos e serviços externos” nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 é detalhada conforme se segue:

	2010	2009
Serviços especializados	3.084	1.911
Serviços para Empresas do Grupo (Nota 26)	1.573	1.245
Publicidade	952	965
Deslocações e estadas	249	109
Outros serviços	796	544
	6.655	4.773

21. Gastos com o pessoal

A decomposição da rubrica de “Gastos com o pessoal” nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 é conforme se segue:

	2010	2009
Remunerações dos órgãos sociais	1.930	3.003
Remunerações do pessoal	1.375	978
Encargos sobre remunerações	432	328
Prémio de desempenho	158	140
Outros gastos com o pessoal	122	226
	4.018	4.675

Pessoal ao Serviço da Empresa

O número médio de pessoas ao serviço da Empresa durante os exercícios de 2010 e 2009 foi de 21 e 30 empregados, respectivamente.

22. Outros rendimentos e ganhos

A decomposição da rubrica de “Outros rendimentos e ganhos” nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 é conforme se segue:

	2010	2009
Contratos financeiros de energia	5.938	-
Rendimentos suplementares	530	-
Outros rendimentos	14	5
	6.482	5

23. Outros gastos e perdas

A decomposição da rubrica de “Outros gastos e perdas” nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e em 2009 é conforme se segue:

	2010	2009
Donativos	618	1.432
Quotizações	122	145
Impostos	103	107
Outros gastos	59	17
	902	1.701

24. Juros e outros rendimentos e gastos similares

Os gastos e perdas de financiamento reconhecidos no decurso dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 são detalhados conforme se segue:

	2010	2009
Juros e gastos similares obtidos:		
Juros de empréstimos obrigacionistas	51.026	49.193
Juros de empréstimos bancários	22.845	15.481
Juros de emissões de papel comercial	9.086	11.900
Juros de gestão centralizada de tesouraria	644	203
Outros gastos financeiros	51	670
	83.653	77.447
Juros e rendimentos similares obtidos:		
Juros de suprimentos (Nota 26)	56.005	53.288
Ganhos em instrumentos financeiros derivados	-	4.919
Juros de gestão centralizada de tesouraria (Nota 26)	7.671	2.721
Juros de depósitos bancários	159	15
Outros rendimentos	-	165
	63.835	61.109

26. Partes relacionadas

No decurso dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 foram efectuadas as seguintes transacções com partes relacionadas:

Entidade	2010				
	Serviços Prestados (Nota 18)	Juros e rendimentos similares obtidos (Nota 24)	Fornecimentos e serviços externos	Outros gastos	Juros e gastos similares suportados
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	5.903	55.637	565	-	-
REN Trading, S.A.	104	1.591	330	-	-
REN Serviços, S.A.	1.464	6	620	-	27
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	35	-	58	-	24
REN Gasodutos, S.A.	2.037	5.147	-	4	-
REN Armazenagem, S.A.	153	325	-	-	-
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	522	969	-	1	-
	10.218	63.675	1.573	5	51

25. Dividendos de empresas participadas

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 a Empresa obteve os seguintes dividendos as empresas participadas:

	2010	2009
Dividendos recebidos:		
- REE	2.001	1.732
- Enagás	1.789	1.554
	3.790	3.286

Entidade	2009			
	Serviços Prestados (Nota 18)	Juros e rendimentos similares obtidos (Nota 24)	Fornecimentos e serviços externos	Juros e gastos similares suportados
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	5.757	47.287	574	17
REN Trading, S.A.	102	1.023	-	116
REN Serviços, S.A.	1.425	30	636	0
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	34	-	35	44
REN Gasodutos, S.A.	1.987	6.476	-	19
REN Armazenagem, S.A.	149	95	-	5
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	509	1.099	-	-
	9.963	56.009	1.245	203

Em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 a Empresa apresentava os seguintes saldos com partes relacionadas:

Entidade	2010		
	Corrente Outras contas a receber (Nota 9)	Não Corrente Outras contas a receber (Nota 9)	Fornecedores e outras contas a pagar (Nota 15)
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	282.405	1.050.000	195
REN Trading, S.A.	68.844	-	31.871
REN Serviços, S.A.	3.858	-	1.193
REN Gasodutos, S.A.	174.733	134.675	-
REN Armazenagem, S.A.	20.066	-	-
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	6.388	24.657	-
OMI CLEAR, S.A.	(108)	-	-
OMIP S.A.	7	-	-
ENONDAS	5	-	-
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	-	-	2.239
	556.199	1.209.332	35.498

Entidade	2009		
	Corrente Clientes e outras contas a receber (Nota 9)	Não corrente Contas a receber (Nota 9)	Fornecedores e outras contas a pagar (Nota 15)
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	210.421	1.050.000	515
REN Trading, S.A.	105.636	-	33.870
REN Serviços, S.A.	1.222	-	101
REN Gasodutos, S.A.	153.238	169.591	-
REN Armazenagem, S.A.	23.039	-	-
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	12.618	14.522	-
OMI CLEAR, S.A.	(33)	-	103
OMIP S.A.	(59)	-	-
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	(4.724)	-	15
	501.358	1.234.113	34.604

27. Remuneração do Conselho de Administração

O Conselho de Administração da REN foi considerado de acordo com NCRF 5, como sendo os únicos elementos “chave” da gestão da Empresa. Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2010 e 2009, as remunerações auferidas pelo Conselho de Administração da REN foram as seguintes:

	2010	2009
Salários e outros benefícios	1.930	2.871

Não existem empréstimos concedidos aos membros do Conselho de Administração.

28. Outros assuntos

Diferendo com a Amorim Energia, B.V.

Em Dezembro de 2007, e conforme oportunamente informado ao mercado, a REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (REN) foi notificada de um processo de arbitragem junto da Câmara de Comércio Internacional (“CCI”) instaurado pela Amorim Energia B.V. contra si, respeitante a matéria relacionada com o “Shareholders Agreement relating to GALP ENERGIA, SGPS, S.A.” celebrado em 29 de Dezembro de 2005 entre a REN, a AMORIM e a ENI PORTUGAL INVESTMENT, S.p.A.. (“Acordo Parassocial”) e, em particular, com os dividendos distribuídos pela Galp Energia, SGPS, SA relativamente aos lucros de 2005.

Anteriormente, durante o ano de 2006, a REN e a Amorim Energia BV haviam mantido um diferendo quanto a saber a quem pertencia o valor correspondente aos Dividendos e, em 15 de Junho de 2006, o Tribunal Arbitral especialmente constituído para o efeito por acordo das partes proferiu acórdão, com um voto de vencido, julgando improcedente a acção então movida pela Amorim Energia BV e reconhecendo definitivamente o direito da REN a manter os Dividendos.

Nesta segunda arbitragem, realizada sobre a égide da CCI, a Amorim Energia B.V., baseando-se alegadamente em factos diferentes, pediu a condenação da REN no pagamento de uma indemnização em montante equivalente ao valor dos Dividendos.

No dia 16 de Março de 2010, a REN foi notificada do acórdão arbitral que, com um voto de vencido, a condenou ao pagamento de 20 334 883,91 Euros à Amorim Energia B.V., equivalente a metade do pedido formulado por esta e correspondente a metade do valor dos Dividendos, acrescidos dos respectivos juros.

Na sequência do pedido de clarificação formulado pela REN, o Tribunal Arbitral notificou a sociedade, no dia 8 de Julho de 2010, de uma adenda ao Acórdão.

Nestes termos, após análise do acórdão arbitral e dos seus fundamentos bem como da respectiva adenda, considera-se que existem meios de reacção que, nesta data, permitem entender, com base nos elementos conhecidos, haver ainda uma probabilidade relevante de, a final, se fazer prevalecer a posição da REN.

Assim, é entendimento da REN, baseada na análise jurídica do acórdão arbitral e respectiva adenda que a provisão constituída no período findo em 31 de Dezembro de 2010, no montante de 12 470 milhares de euros, se encontra adequada face ao risco inerente a este processo, e corresponde à melhor expectativa do custo a incorrer pela REN com este processo.

29. Divulgações exigidas por diplomas legais

Honorários facturados pelo Revisor Oficial de Contas

A informação relativa aos honorários do Revisor Oficial de Contas encontra-se divulgada no relatório e contas consolidado do Grupo REN.

O Técnico Oficial de Contas n.º 30275

O Conselho de Administração:

Rui Manuel Janes Cartaxo (Presidente do Conselho de Administração e da Comissão Executiva)

Aníbal Durães dos Santos (Vogal executivo)

João Caetano Carreira Faria Conceição (Vogal executivo)

João Manuel de Castro Plácido Pires (Administrador Executivo)

João Nuno de Oliveira Jorge Palma (Vogal executivo)

Gonçalo José Zambrano de Oliveira (Vogal)

Luís Maria Atienza Serna (Vogal)

Manuel Carlos Mello Champalimaud (Vogal)

José Isidoro de Oliveira Carvalho Neto (Vogal)

Filipe Maurício de Botton (Vogal)

José Luís Alvim Marinho (Vogal e presidente da Comissão de Auditoria)

José Frederico Viera Jordão (Vogal e membro da Comissão de Auditoria)

Fernando António Portela Rocha de Andrade (Vogal e membro da Comissão de Auditoria)

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA

CONTAS CONSOLIDADAS

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 de Gestão e as demonstrações financeiras consolidadas anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010 da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. (“Empresa”) e subsidiárias (“Grupo”), as quais compreendem a Demonstração da Posição Financeira Consolidada que evidencia um total de 4.460.503 milhares de Euros e capitais próprios de 1.021.901 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido consolidado de 110.265 milhares de Euros, as Demonstrações Consolidadas dos resultados, do Rendimento Integral, das Alterações no Capital Próprio e dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

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 resultados e o rendimento integral consolidado das suas operações, as alterações nos seus capitais próprios consolidados e os seus fluxos consolidados de caixa; (ii) que a informação financeira histórica seja preparada de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adoptadas pela 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 e a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado; e (iv) a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a sua actividade e a actividade do conjunto das empresas incluídas na consolidação, a sua posição financeira ou o seu rendimento integral.

3. A nossa responsabilidade consiste em examinar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, incluindo a verificação se, para os aspectos materialmente relevantes, 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 este 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. Este exame incluiu a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e informações divulgadas nas demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em

juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, na sua preparação. Este exame incluiu, igualmente, a verificação das operações de consolidação e de terem sido apropriadamente examinadas as demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação, a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas, a sua aplicação uniforme e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias, a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade das operações, a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras consolidadas, e a apreciação, para os aspectos materialmente relevantes, se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita. O nosso exame abrangeu também a verificação da concordância da informação financeira consolidada constante do Relatório de Gestão com os restantes documentos de prestação de contas consolidadas, bem como as verificações previstas nos números 4 e 5 do artigo 451º do Código das Sociedades Comerciais. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

Opinião

5. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas referidas no parágrafo 1 acima, 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.. e suas subsidiárias em 31 de Dezembro de 2010, os resultados e o rendimento integral consolidado das suas operações, as alterações nos seus capitais próprios consolidados e os seus fluxos consolidados de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adoptadas pela União Europeia, aplicadas, com a excepção descrita no parágrafo 6 abaixo, de forma consistente entre exercícios, e que a informação financeira nelas constante é, nos termos das definições incluídas nas directrizes mencionadas no parágrafo 4 acima, completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Ênfase

6. Conforme referido na Nota 3.2. do Anexo, a Empresa adoptou pela primeira vez, com referência a 1 de Janeiro de 2010, a IFRIC 12 – Acordos de Concessão de Serviços, tendo reexpressado, a informação financeira referente ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, apresentada para fins comparativos.

Relato sobre outros requisitos legais

7. É também nossa opinião que a informação financeira constante do Relatório de Gestão consolidado é concordante com as demonstrações financeiras consolidadas do exercício e o relato sobre as práticas de governo societário inclui os elementos exigíveis à Empresa nos termos do artigo 245º-A do Código dos Valores Mobiliários.

Lisboa, 16 de Março de 2011



Deloitte & Associados, SROC S.A.
Representada por Jorge Carlos Batalha Duarte Catulo

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA

CONTAS INDIVIDUAIS

Introdução

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira contida no Relatório de Gestão e as demonstrações financeiras anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010 da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. (“Empresa”), as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2010 que evidencia um total de 3.266.432 milhares de Euros e capitais próprios de 1.063.075 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido de 107.277 milhares de Euros, as Demonstrações dos Resultados por Naturezas, de Alterações nos Capitais Próprios e dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

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, as alterações nos seus capitais próprios e os seus fluxos de caixa; (ii) que a informação financeira histórica seja preparada de acordo com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal 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 e a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado; (iv) a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a sua actividade, posição financeira ou resultados.

3. A nossa responsabilidade consiste em examinar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, incluindo a verificação se, para os aspectos materialmente relevantes, 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 este 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. Este exame incluiu a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e informações divulgadas nas demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação. Este exame incluiu, igualmente, 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 das operações, a apreciação sobre se é

adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras, e a apreciação, para os aspectos materialmente relevantes, se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita. O nosso exame abrangeu também a verificação da concordância da informação financeira constante do Relatório de Gestão com os restantes documentos de prestação de contas, bem como as verificações previstas nos números 4 e 5 do artigo 451º do Código das Sociedades Comerciais. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

Opinião

5. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo 1 acima, apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, para os fins indicados no parágrafo 7 abaixo, a posição financeira da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. em 31 de Dezembro de 2010, o resultado das suas operações, as alterações nos seus capitais próprios e os seus fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal (ver parágrafo 6 abaixo) e a informação financeira nelas constante é, nos termos das definições incluídas nas directrizes mencionadas no parágrafo 4 acima, completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Ênfases

6. Conforme divulgado na Nota 2 do Anexo às demonstrações financeiras, a Empresa adoptou, com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2010, o Sistema de Normalização Contabilística, incluindo a correspondente estrutura conceptual, modelos de demonstrações financeiras e normas contabilísticas e de relato financeiro (“NCRF”). No processo de transição das normas contabilísticas anteriormente adoptadas pela Empresa, as Normas Internacionais de Relato Financeiro (“IFRS”) tal como adoptadas pela União Europeia, para as NCRF, a Empresa seguiu os requisitos previstos na NCRF 3 – Adopção pela primeira vez das Normas Contabilísticas e de Relato Financeiro, tendo a data de transição sido reportada a 1 de Janeiro de 2009. Consequentemente, a informação financeira de 2009, anteriormente apresentada de acordo com as IFRS, foi, para efeitos de comparabilidade, reexpressa de acordo com as NCRF.

7. As demonstrações financeiras mencionadas no parágrafo 1 acima, referem-se à actividade da Empresa a nível individual e foram preparadas de acordo com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal, para aprovação e publicação nos termos da legislação em vigor. Conforme mencionado na Nota 3.2 do Anexo, as participações em subsidiárias encontram-se registados de acordo com o método de equivalência patrimonial. A Empresa preparou nos termos da legislação em vigor, demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as

Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adoptadas pela União Europeia, para publicação em separado.

Relato sobre outros requisitos legais

8. É também nossa opinião que a informação financeira constante do Relatório de Gestão é concordante com as demonstrações financeiras do exercício e o relato sobre as práticas de governo societário inclui os elementos exigíveis à Empresa nos termos do artigo 245º-A do Código dos Valores Mobiliários.

Lisboa, 16 de Março de 2011



Deloitte & Associados, SROC S.A.
Representada por Jorge Carlos Batalha Duarte Catulo

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 e a gestão de riscos. Fiscalizou ainda a actividade do Revisor Oficial de Contas e Auditor Externo, incluindo a sua independência e isenção.

A Comissão de Auditoria examinou igualmente a informação financeira consolidada contida no Relatório de gestão e as demonstrações financeiras anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010 da REN – Redes Energéticas nacionais, SGPS, S.A. e subsidiárias, as quais compreendem a Demonstração Consolidada da Posição Financeira, que evidencia um total de 4.460.503 milhares de Euros e capitais próprios de 1.021.901 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido consolidado de 110.265 milhares de euros, as Demonstrações Consolidadas

dos Resultados, do Rendimento Integral, das Alterações no Capital Próprio e dos Fluxos de caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

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 e Auditor Externo, o qual 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, 16 de Março de 2011

José Luis Alvim (Presidente)

José Frederico Jordão (Vogal)

Fernando António Portela Rocha de Andrade (Vogal)

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 e a gestão de riscos. Fiscalizou ainda a actividade do Revisor Oficial de Contas e Auditor Externo, incluindo a sua independência e isenção.

A Comissão de Auditoria examinou igualmente a informação financeira individual contida no Relatório de Gestão e as demonstrações financeiras anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2010 da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2010, que evidencia um total de 3.266.432 milhares de Euros e capitais próprios de 1.063.075 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido de 107.277 milhares de Euros, as Demonstrações dos

Resultados por Naturezas, das Alterações no Capital Próprio e dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

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 e Auditor Externo, o qual 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, 16 de Março de 2011

José Luis Alvim (Presidente)

José Frederico Jordão (Vogal)

Fernando António Portela Rocha de Andrade (Vogal)

Legislação sobre energia publicada em 2010



ELECTRICIDADE

DESPACHO ERSE N.º 679/2010,

de 11 de Janeiro, D.R. n.º 6, Série II

Aprova os perfis horários de perdas e perfis de consumo, a serem aplicados de 1 de Janeiro a 31 de Dezembro de 2010.

DECRETO-LEI N.º 23/2010,

de 25 de Março, D.R. n.º 59, Série I

Estabelece o regime jurídico e remuneratório da actividade de cogeração.

RCM N.º 29/2010,

de 15 de Abril, D.R. n.º 73, Série I

Aprova a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020).

DECRETO-LEI N.º 39/2010,

de 26 de Abril, D.R. n.º 80, Série I

Estabelece o regime jurídico da mobilidade eléctrica, e as regras destinadas à criação de uma rede piloto de mobilidade eléctrica.

DESPACHO N.º 7 253/2010,

de 26 de Abril, D.R. n.º 80, Série II

Aprova as regras de facturação de energia reactiva.

DESPACHO MEI-DGEG N.º 7 377/2010,

de 27 de Abril, D.R. n.º 81, Série II

Estabelece as quantidades e leilões relativamente aos contratos futuros sobre electricidade listados no OMPI.

DECRETO-LEI N.º 51/2010,

de 20 de Maio, D.R. n.º 98, Série I

Simplifica o procedimento para a instalação de sobre equipamentos em centrais eólicas, revê os respectivos regimes remuneratórios e prevê a obrigação de instalação de equipamentos destinados a suportar cavas de tensão.

RCM N.º 49/2010,

de 1 de Julho, D.R. n.º 126, Série I

Aprova a minuta de contrato de concessão para a produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas do mar.

PORTARIA N.º 542/2010,

de 21 de Julho, D.R. n.º 140, Série I

Altera o cálculo da remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT).

PORTARIA N.º 592/2010,

de 29 de Julho, D.R. 146, Série I

Aprova o regime de interruptibilidade do sector eléctrico.

PORTARIA N.º 596/2010, DE 30 DE JULHO, D.R. N.º 147, SÉRIE I

Aprova os Regulamentos da Rede de Transporte e de Distribuição do sector eléctrico.

DESPACHO MEI N.º 13416/2010,

de 12 de Agosto, D.R. n.º 161, Série II–C

Define os parâmetros a utilizar nas fórmulas de cálculo da retribuição do serviço de interruptibilidade.

PORTARIA N.º 765/2010,

de 20 de Agosto, D.R. n.º 162, Série I

Estabelece o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores podem prestar ao SEN.

LEI N.º 19/2010,

de 23 de Agosto, D.R. n.º 163, Série I

Altera o Decreto-lei n.º 23/2010, de 25 de Março, que estabelece o regime jurídico e remuneratório aplicável à energia eléctrica e mecânica e de calor útil, produzidos em cogeração.

LEI N.º 30/2010,

de 2 de Setembro, D.R. n.º 171, Série I

Aprova os mecanismos de definição dos limites de exposição humana a campos magnéticos, eléctricos e electromagnéticos derivados de linhas, de instalações e equipamentos eléctricos.

RCM N.º 72/2010,

de 10 de Setembro, D.R. n.º 177, Série I

Aprova o lançamento de concursos para a atribuição de títulos de utilização dos recursos hídricos, nos termos da Lei da Água.

DESPACHO ERSE N.º 14 430/2010,

de 15 de Setembro, D.R. n.º 180, Série II

Aprova o mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência.

REGULAMENTO (EU) N.º 838/2010,

de 23 de Setembro, JOUE n.º 250, Série L

Estabelece orientações relativas ao mecanismo de compensação entre operadores de redes de transporte.

DECRETO-LEI N.º 104/2010,

de 29 de Setembro, D.R. n.º 190, Série I

Estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos em muito alta tensão, alta tensão, média tensão e baixa tensão especial.

DECRETO-LEI N.º 110/2010,

de 14 de Outubro, D.R. n.º 200, Série I

Determina a extinção do mecanismo da conta de hidraulicidade e estabelece as regras transitórias a adoptar até à extinção do mesmo.

PORTARIA Nº 1057/2010,

de 15 de Outubro, D.R. n.º 201, Série I

Estabelece o coeficiente Z aplicável a centrais fotovoltaicas de concentração de forma a permitir remunerar a electricidade produzida e entregue à rede.

DECRETO-LEI N.º 126/2010,

de 23 de Novembro, D.R. n.º 227, Série I

Estabelece o regime de implementação dos aproveitamentos hidroeléctricos a que se refere a RCM n.º 72/2010, de 10 de Setembro.

DESPACHO ERSE N.º 18898/2010,

de 10 de Dezembro, D.R. n.º 245, Série II–E

Altera o Regulamento de Operação de Redes do Sector Eléctrico aprovado Despacho n.º 17744 –A /2007, de 29 de Junho.

DESPACHO ERSE N.º 18899/2010,

de 14 de Dezembro, D.R. n.º 245, Série II–E

Aprova as condições gerais dos contratos de uso das redes celebrados com os comercializadores em regime de mercado ou com os clientes com o estatuto de agente de mercado.

DECRETO-LEI N.º 132 – A/2010,

de 21 de Dezembro, D.R. n.º 245, Série I

Aprova, no âmbito da ENE 2020, o regime de atribuição de capacidade de recepção da Rede Eléctrica de Serviço Público para a energia eléctrica produzida a partir de centrais solares fotovoltaicas, mediante iniciativa pública.

DESPACHO ERSE N.º 19 059/2010,

de 23 de Dezembro, D.R. n.º 247, Série II-E

Altera o Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico.

DESPACHO ERSE N.º 19 113/2010,

de 27 de Dezembro, D.R. n.º 249, Série II-E
Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica em 2011.

DECRETO-LEI N.º 141/2010,

de 31 de Dezembro, D.R. n.º 253, Série I
Estabelece no âmbito da ENE 2020, as metas nacionais de utilização de energia renovável.

GÁS NATURAL

DESPACHO ERSE N.º 110/2010,

de 5 de Janeiro, D.R. n.º 2, Série II
Aprova os termos e condições de realização do leilão para o ano gás 2010-2011 e as respectivas regras.

DESPACHO ERSE N.º 766/2010,

de 12 de Janeiro, D.R. n.º 7, Série II
Revisão trimestral a aplicar aos preços de energia das tarifas de gás natural no 1.º trimestre de 2010.

DESPACHO ERSE N.º 4 878/2010,

de 18 de Março, D.R. n.º 54, Série II
Revisão dos regulamentos do sector do gás natural: Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento Tarifário, Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações, Regulamento da Qualidade de Serviço e Regulamento de Operação das Infra-Estruturas.

DESPACHO ERSE N.º 6 723/2010,

de 15 de Abril, D.R. n.º 73, Série II
Revisão trimestral a aplicar aos preços de energia das tarifas de gás natural no 2.º trimestre de 2010.

DECRETO-LEI N.º 66/2010,

de 11 de Junho, D.R. n.º 112, Série I
Estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

DESPACHO ERSE N.º 8 327/2010,

de 17 de Maio, D.R. n.º 95, Série II
Aprova a metodologia de determinação da percentagem da reserva de segurança atribuível nos terminais de GNL e nas instalações de armazenamento subterrâneo.

DESPACHO ERSE N.º 10356/2010,

de 14 de Junho, D.R. n.º 118, Série II
Altera o Regulamento Tarifário do Sector de Gás Natural.

DESPACHO ERSE N.º 10 422/2010,

de 22 de Junho, D.R. n.º 119, Série II
Aprova o mecanismo de incentivo à existência de trocas reguladas de gás natural liquefeito.

DESPACHO ERSE N.º 10 423/2010,

de 22 de Junho, D.R. n.º 119, Série II
Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013.

DECISÃO DA COMISSÃO 2010/685/UE,

de 10 de Novembro de 2010, JOUE n.º 293, Série L
Altera o capítulo 3 do anexo I do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

DESPACHO ERSE N.º 19339/2010,

de 17 de Dezembro, D.R. n.º 252, Série II
Aprova a revisão excepcional das tarifas de uso global do sistema e das tarifas de acesso às redes do gás natural aplicáveis a clientes com consumos superiores a 10 000 m³.

DESPACHO ERSE N.º 19 340/2010,

de 30 de Dezembro, D.R. n.º 252, Série II

Altera o Regulamento Tarifário do Sector de Gás Natural.



Glossário

GLOSSÁRIO FINANCEIRO

CAPEX

Investimento, a custos totais, na aquisição ou melhoria de activo imobilizado corpóreo

DEBT TO EQUITY RATIO

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 (resultado operacional)

EBITDA

Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization (resultado operacional, mais amortizações, mais provisões, ajustado por itens não recorrentes)

MARGEM DE EBITDA

EBITDA/Volume de negócios

PAYOUT RATIO

Dividendos ordinários/resultado líquido

RENTABILIDADE DO ACTIVO (ROA)

EBIT/activo líquido

RENTABILIDADE DOS CAPITAIS PRÓPRIOS (ROE)

Resultado líquido/Capital próprio

VOLUME DE NEGÓCIOS

Vendas e prestações de serviços

GLOSSÁRIO TÉCNICO

SIGLAS

AGC

Acordo de Gestão de Consumos de Gás Natural

AIE

Agência Internacional de Energia

AT

Alta Tensão

BEI

Banco Europeu de Investimento

CAE

Contrato de Aquisição de Energia

CE

Comissão Europeia

CER

Certified Emissions Reductions

CESUR

Contratos de Energia para Entrega ao Fornecedor de Último Recurso

CIGRÉ

Conferência Internacional das Grandes Redes Eléctricas

CMVM

Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

DGEG

Direcção Geral de Energia e Geologia

DR

Diário da República

DRS

Disaster Recovery System

DWDM

Dense Wavelength Division Multiplexing

ECX

European Climate Exchange

EDP

Energias de Portugal, S.A.

EGIG

European Gas pipeline Incident Data Group

EMTN

Euro Medium Term Notes

ENF

Energia Não Fornecida

ERGEG

European Regulators Group for Electricity and Gas

ERSE

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ETS

Emissions Trading Scheme

ETSO

European Transmission System Operators

EUA

European Unit Allowances

EURELECTRIC

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 sobre as Transmissões Onerosas de Imóveis

INE

Instituto Nacional de Estatística

IOPS

Instituições Oficiais de Previdência Social

IP

Internet Protocol

IRC

Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas

ISDA

International Swap and Derivatives Association

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 o Desenvolvimento Económico

OMEL

Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

OMI

Operador do Mercado Ibérico de Energia

OMICLEAR

Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S. A.

OMIP

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

OPEX

Custos de Operação e Manutenção

PIB

Produto Interno Bruto

PNALE

Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão

PNBEPH

Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico

POC

Plano Oficial de Contabilidade Português

PPDA

Plano de Promoção do Desempenho Ambiental

PPEC

Plano para a Promoção da Eficiência no Consumo de 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.

REORT

Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás

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 Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

ROA

Rendibilidade do Activo

RQS

Regulamento de Qualidade de Serviço

SAP

Sistema de aplicações e produtos para processamento de dados

SDH

Synchronous Digital Hierarchy

SE

Subestação

SEI

Sistema Eléctrico Independente

SEN

Sistema Eléctrico Nacional

SEP

Sistema Eléctrico de Serviço Público

SGNL

Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A.

SGPS

Sociedade Gestora de Participações Sociais

SGRI

South Gas Region Initiative (Plano de iniciativas para a zona sul da Europa)

SNGN

Sistema Nacional de Gás Natural

SRPV

Serviço de Redes Privativas de Voz

TEE

Actividade de Transporte de Energia Eléctrica

TEN

Trans European Networks

TIE

Tempo de Interrupção Equivalente

TSO

Transmission System Operators

UAG

Unidades Autónomas de Gaseificação

UCTE

União para a Coordenação do Transporte de Electricidade

UE

União Europeia

UGS

Tarifa de Uso Geral do Sistema

URT

Tarifa de Uso da Rede de Transporte

VAB

Valor Acrescentado Bruto

UNIDADES

bcm	10 ⁹ metros cúbicos
cent.€	cêntimos de euro
CO ₂	dióxido de carbono
EUR	euro
€	euro
GHz	gigahertz
GJ	gigajoule
GW	gigawatt
GWh	gigawatt hora
k€	milhares de euros
km	quilómetro
kV	quilovolt
kWh	quilowatt hora
m ³	metro cúbico
m ³ (n)	metro cúbico normal (volume de gás medido a 0º celsius e à pressão de 1 atmosfera)
M€	milhões de euros
mEuros	milhares de euros
MVA	megavolt-ampere
Mvar	megavolt-ampere reactivo
MW	megawatt
MWh	megawatt hora
p.p.	pontos percentuais
s	segundo
t	tonelada
tcm	10 ¹² metros cúbicos
tCO ₂ eq	Tonelada equivalente de CO ₂
TWh	terawatt-hora

REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Avenida Estados Unidos da América, 55

1749-061 Lisboa

Telefone: +351 210 013 500

www.ren.pt