

Resultados

12 Meses 2006



ÍNDICE

PRINCIPAIS INDICADORES	2
BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO.....	3
ENVOLVENTE DE MERCADO.....	4
INFORMAÇÃO FINANCEIRA.....	6
1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS	6
2. ANÁLISE DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS.....	8
3. INVESTIMENTO	14
4. BALANÇO CONSOLIDADO.....	15
5. CASH FLOW	17
INFORMAÇÃO POR SEGMENTOS	18
1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO.....	18
2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO	20
3. GAS & POWER	22
ACÇÃO GALP ENERGIA.....	25
EVENTOS APÓS O ENCERRAMENTO DO QUARTO TRIMESTRE 2006.....	26
EMPRESAS PARTICIPADAS.....	28
1. PRINCIPAIS EMPRESAS PARTICIPADAS	28
2. RESULTADOS DE EMPRESAS ASSOCIADAS	28
RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E AJUSTADOS	29
1. RESULTADO OPERACIONAL AJUSTADO POR SEGMENTO.....	29
2. EBITDA AJUSTADO POR SEGMENTO.....	29
3. EVENTOS NÃO RECORRENTES.....	30
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS.....	33
1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS.....	33
2. BALANÇO CONSOLIDADO.....	34
INFORMAÇÃO ADICIONAL.....	35

Resultados do Exercício de 2006

O resultado líquido ajustado atingiu os €468 milhões, um aumento de 10% face a 2005.

A Galp Energia continuou no ano de 2006 a apresentar uma boa performance. Quer em termos de reporte oficial quer em termos ajustados, os resultados excederam os valores de 2005 num ano em que se verificaram condições de mercado mais adversas, como foi o caso da redução das margem de refinação nos mercados internacionais e a diminuição do mercado interno de gás natural, consequência das condições climatéricas desfavoráveis.

Síntese dos Resultados em 2006

- Resultado líquido ajustado, excluindo o efeito de *stock* e eventos não recorrentes, foi de €468 milhões, representando um incremento de 10% face ao mesmo período de 2005;
- Produção de crude atingiu valor máximo de 2,6 milhões de barris, um incremento de 71 % face a 2005;
- Novo máximo de matérias-primas processadas nas refinarias de Sines e Porto de 14,7 milhões de toneladas;
- Vendas de 4,6 mil milhões de m³ de gás natural fortemente influenciadas pelas vendas no mercado internacional;
- Venda dos activos de transporte e de regasificação de gás natural à Rede Eléctrica Nacional com um impacto positivo de €220 milhões ao nível do resultado líquido;
- Resultado líquido de €755 milhões, equivalente a um resultado por acção (EPS- *earning per share*) de 0,91 euros, 8% acima de 2005;
- Rentabilidade do capital empregue ajustada foi de 17% em 2006, significando uma melhoria de 3 p.p. face a 2005;
- A proposta de pagamento de dividendo, a ser submetida à Assembleia Geral, será decidida na reunião do Conselho de Administração no dia 24 de Abril.

PRINCIPAIS INDICADORES

Indicadores financeiros

Milhões de Euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
3.196	2.817	(380)	(11,9%)	Vendas e prestações de serviços	11.137	12.210	1.072	9,6%
158	99	(58)	(36,9%)	EBITDA	1.192	1.241	49	4,1%
222	230	8	3,7%	EBITDA a replacement cost	879	1.244	366	41,6%
222	220	(1)	(0,7%)	EBITDA ajustado¹	877	958	82	9,3%
19	22	2	11,2%	Resultado operacional	863	949	86	10,0%
84	152	69	82,1%	Resultado operacional a replacement cost	549	953	404	73,5%
117	148	31	26,5%	Resultado operacional ajustado¹	580	667	87	15,0%
25	32	6	25,0%	Resultado líquido	701	755	54	7,7%
79	108	29	36,8%	Resultado líquido a replacement cost	462	724	263	56,9%
99	94	(5)	(5,0%)	Resultado líquido ajustado¹	425	468	43	10,1%

¹ Resultados ajustados excluem efeito stock e eventos não recorrentes.

Indicadores de mercado

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
5,2	1,7	(3,5)	(67,1%)	Margem cracking de roterdão ¹ (Usd/bbl)	5,3	3,3	(2,0)	(38,2%)
3,3	4,1	0,8	23,5%	Margem hydroskimming + aromáticos de roterdão ¹ (Usd/bbl)	3,3	2,9	(0,5)	(13,8%)
12,4	6,6	(5,7)	(46,3%)	Preço de gás natural henry hub ² (Usd/MMbtu)	8,9	6,7	(2,2)	(24,6%)
56,9	59,7	2,8	4,9%	Preço médio do brent dated ³ (Usd/bbl)	54,4	65,1	10,8	19,8%
1,19	1,29	0,1	8,4%	Taxa de câmbio média ⁴ Eur/Usd	1,24	1,26	(0,0)	0,9%
2,46	3,72	1,3 pp	-	Euribor - seis meses ⁴ (%)	2,23	3,23	1,0 pp	-

¹ Fonte: Platts. Para uma descrição completa da metodologia de cálculo das margens de Roterdão vide "Definições".

² Fonte: Reuters.

³ Fonte: Platts.

⁴ Fonte: Banco Central Europeu. Euribor 360.

Indicadores operacionais

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
3,5	11,6	8,1	s.s.	Produção Equity (kbb/dia)	4,3	7,2	3,0	70,5%
7,8	5,0	(2,8)	(35,9%)	Margem de refinação Galp Energia (Usd/bbl)	7,2	5,4	(1,9)	(25,7%)
3,6	3,6	(0,1)	(2,0%)	Matérias-primas processadas (milhões ton)	14,3	14,7	0,5	3,4%
2,3	2,2	(0,1)	(6,2%)	Vendas de produtos petrolíferos a clientes directos Galp Energia (milhões ton)	9,4	9,0	(0,4)	(4,1%)
1.090	996	(94)	(8,6%)	Vendas de gás natural (milhões m ³)	4.234	4.596	362	8,5%
231	392	161	70%	Geração de energia ¹ (GWh)	1.375	1.561	186	13,5%

¹ Inclui empresas que não consolidam mas nas quais a Galp Energia detém uma participação significativa.

BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas não auditadas da Galp Energia, SGPS, S.A (“Galp Energia” ou “Empresa”) relativas aos doze meses findos em 31 de Dezembro de 2006 e 2005 foram elaboradas em conformidade com as *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”). A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para o 4º trimestre e para os doze meses findos em 31 de Dezembro de 2006 e para o 4º trimestre e para os doze meses findos em 31 de Dezembro de 2005. A informação financeira referente ao balanço consolidado é apresentada à data de 31 de Dezembro de 2005, 30 de Setembro de 2006 e 31 de Dezembro de 2006.

Em resultado das demonstrações financeiras serem elaboradas de acordo com as IFRS, o custo das mercadorias vendidas e matérias primas consumidas é valorizado a FIFO (“*First In First Out*”), o que pode originar uma grande volatilidade nos resultados em momentos em que existam grandes oscilações nos preços das mercadorias e das matérias primas, através de ganhos ou perdas de *stocks* que não reproduzem a verdadeira performance da Empresa, a que chamamos neste documento “efeito *stock*”.

Outro exemplo que pode afectar a análise dos resultados da Empresa, e que não reproduz o seu verdadeiro desempenho, são determinados eventos de carácter não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de activos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação.

Com o objectivo de avaliar a verdadeira performance do negócio da Galp Energia, os resultados operacionais e os resultados líquidos ajustados, estão excluídos do efeito *stock*, utilizando a metodologia do custo de substituição de *stocks*, designada *replacement cost*, e de eventos não recorrentes.

ENVOLVENTE DE MERCADO

No final de 2006 o Brent dated atingiu valores semelhantes aos verificados no final de 2005, no entanto ao longo do ano esteve em termos médios mais elevado, cerca de 20%. Neste ano, o Brent dated iniciou após o primeiro trimestre a sua tendência de subida até atingir o valor mais alto do ano e respectivo máximo histórico de 78,7 Usd/bbl, fomentado fundamentalmente por conflitos geopolíticos nomeadamente, o conflito Israel / Líbano e a pressão internacional sobre o Irão.

Após Agosto e em resultado do abrandamento dos factores geopolíticos acima referidos, bem como de um nível elevado de *stocks* de crude nos Estados Unidos da América (“EUA”) e Europa, o preço do *Brent* caiu para perto dos 60 Usd/bbl já no final do terceiro trimestre.

No último trimestre de 2006, uma procura menor do que o esperado face às temperaturas superiores ao normal para aquela época do ano veio provocar uma subida dos *stocks*, pressionando assim o preço do *Brent* para níveis perto dos 55 Usd/bbl. Apenas com o anúncio de novos cortes por parte da OPEC em meados de Novembro é que o preço do *Brent* teve uma subida até aos 65 Usd/bbl, mas a manutenção de uma procura relativamente reduzida e consequentemente a existência de *stocks* elevados, tanto de crude como de produtos, levou a que o preço do *Brent* se reduzisse novamente para valores perto dos 60 Usd/bbl no final do ano.

As margens de refinação *benchmark* em 2006 foram inferiores aos níveis alcançados em 2005, contudo acima dos valores médios verificados nos últimos anos. A margem *benchmark cracking* teve um comportamento em 2006 semelhante a anos anteriores, embora com valores inferiores aos de 2005, como por exemplo o normal aumento de procura de gasolina com a aproximação da época da *driving season* nos EUA e consequente aumento do *spread* face ao *brent*. Após Agosto, com o final da *driving season* nos EUA e um nível de *stocks* elevados de gasolina, constituídos em preparação para a época dos furacões que não se veio a verificar, ocorreu uma quebra na margem *benchmark cracking* que se acentuou durante o quarto trimestre e especialmente em Dezembro com o impacto da subida do preço do crude.

O mercado dos destilados médios foi menos volátil que o da gasolina em 2006, no entanto o efeito de temperaturas mais elevadas nos últimos meses do ano e consequente menor procura de gasóleo de aquecimento nos EUA face ao esperado provocou uma redução do *crack* do gasóleo de aquecimento afectando também os outros destilados médios.

O elevado impacto dos furacões Katrina e Rita que ocorreram no ano passado, é a principal justificação para a diferença nas margens que se observaram este ano quando comparado com o período homólogo, uma vez que em 2005 a capacidade disponível de refinação internacional foi materialmente afectada.

Em Portugal, o mercado de gasolinas e de gasóleos manteve a sua tendência decrescente, tendo diminuído cerca de 3,7%, devido ao abrandamento dos níveis de consumo nacional e ao aumento do preço dos produtos

petrolíferos para níveis historicamente elevados, havendo no entanto uma recuperação do consumo nos últimos meses de 2006. Em Espanha, o mercado de produtos petrolíferos teve um aumento de 2,1%, quando comparado com o mesmo período do ano passado.

O ano de 2006 ficou ainda marcado por condições climatéricas bastante diferentes das verificadas em anos anteriores, sendo de realçar que este foi o 5º ano mais quente em Portugal Continental desde 1931, sendo o Outono o 3º mais quente, tendo registado o valor mais alto da média da temperatura mínima dos últimos 76 anos. O período entre Agosto e Novembro foi também considerado pelo Instituto de Meteorologia como extremamente chuvoso, tendo estes dois efeitos influenciado o consumo de produtos energéticos como o gás natural, fundamentalmente destinado à produção de energia eléctrica. No último trimestre de 2006 o consumo de gás natural em Portugal diminuiu cerca de 23%, face ao mesmo período do ano anterior, e em termos anuais em 4%.

INFORMAÇÃO FINANCEIRA

1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Milhões de Euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
3.196	2.817	(380)	(11,9%)	Vendas e prestações de serviços	11.137	12.210	1.072	9,6%
(3.033)	(2.733)	(301)	s.s.	Custos operacionais	(9.957)	(11.274)	1.316	s.s.
(5)	16	21	s.s.	Outros proveitos (custos) operacionais	12	305	293	s.s.
158	99	(58)	(36,9%)	EBITDA	1.192	1.241	49	4,1%
(138)	(78)	(60)	s.s.	Amortizações e provisões	(329)	(292)	(38)	s.s.
19	22	2	11,2%	Resultado operacional	863	949	86	10,0%
17	11	(6)	(37,1%)	Resultados de empresas associadas	51	40	(11)	(20,9%)
(1)	1	1	s.s.	Resultados de investimentos	54	(19)	(73)	s.s.
(16)	0	16	s.s.	Resultados financeiros	(75)	(32)	43	s.s.
20	34	13	66,2%	Resultados antes de impostos e interesses minoritários	893	939	45	5,1%
6	(1)	(7)	s.s.	Imposto sobre o rendimento	(189)	(180)	(9)	s.s.
(1)	(1)	-	s.s.	Interesses minoritários	(4)	(4)	-	s.s.
25	32	6	25,0%	Resultado líquido	701	755	54	7,7%
25	32	6	25,0%	Resultado líquido	701	755	54	7,7%
54	76	23	s.s.	Efeito stock	(239)	(30)	209	s.s.
79	108	29	36,8%	Resultado líquido a replacement cost	462	724	263	56,9%
20	(14)	(34)	s.s.	Eventos não recorrentes	(37)	(257)	(220)	s.s.
99	94	(5)	(5,0%)	Resultado líquido ajustado	425	468	43	10,1%

Doze meses

O resultado líquido aumentou 8% para os €755 milhões em 2006, que compara com os €701 milhões obtidos no ano anterior. O resultado apresentado encontra-se fortemente influenciado, no ano de 2006, por eventos não recorrentes, no qual se destaca a mais valia da venda de alguns activos relacionados com o transporte e armazenagem de gás natural, regasificação e armazenamento de gás natural liquefeito ("Activos Regulados de Gás Natural" ou "Unbundling") à Rede Eléctrica Nacional ("REN") no montante de €220 milhões e, no ano de 2005, por ganhos relacionados com o critério de valorização do custo das mercadorias vendidas em IFRS que levou a um impacto favorável de €239 milhões.

Excluindo os efeitos *stock* e os eventos não recorrentes nos dois anos em análise, o resultado líquido teve um aumento de 10%, para os €468 milhões, que traduz o aumento de actividade verificado em todos os segmentos de negócio.

Quarto Trimestre

O resultado líquido alcançado no quarto trimestre de 2006 foi de €32 milhões, ficando 25% acima do trimestre homólogo.

Ajustado do efeito *stock* e eventos não recorrentes, o resultado líquido diminuiu em 5%, ou €5 milhões, para os €4 milhões e traduz uma evolução desfavorável da margem de refinação, bem como uma quebra nas vendas dos segmentos de negócio Refinação & Distribuição e Gas & Power, que não foram compensadas quer pelo melhor desempenho do segmento de negócio Exploração & Produção, quer pela diminuição das amortizações e recuperação das diferenças de câmbio.

Resultados operacionais

Milhões de Euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
(19)	18	37	s.s.	Exploração & Produção	18	45	27	148,3%
(31)	(62)	(31)	s.s.	Refinação & Distribuição	602	368	(234)	(38,9%)
56	71	16	27,8%	Gas & Power	244	547	303	124,2%
14	(6)	(20)	s.s.	Outros	(1)	(10)	(9)	s.s.
19	22	2	11,2%	Resultado operacional	863	949	86	10,0%
19	22	2	11,2%	Resultado operacional	863	949	86	10,0%
64	131	66	103,5%	Efeito stock	(313)	4	317	s.s.
84	152	69	82,1%	Resultado operacional a replacement cost	549	953	404	73,5%
33	(5)	(38)	s.s.	Eventos não recorrentes	31	(286)	(317)	s.s.
117	148	31	26,5%	Resultado operacional ajustado	580	667	87	15,0%

Doze meses

O resultado operacional foi de €49 milhões e superou o ano anterior em 10%, ou €86 milhões. Excluindo os efeitos de *stock* e eventos não recorrentes, o aumento foi de 15%, ou €87 milhões, para os €667 milhões reflectindo melhorias em todos os segmentos de negócio.

No segmento de negócio Exploração & Produção, o aumento do resultado operacional traduz um duplo efeito de maiores quantidades vendidas, com o incremento de 71% para os 2,6 milhões de barris, a um preço superior.

O segmento de negócio Refinação & Distribuição conseguiu compensar a quebra no mercado português com o aumento das exportações, com destaque para as exportações de gasolina para o mercado dos EUA, atingindo um volume de produtos vendidos total de 16,2 milhões de toneladas, 2% acima do valor de 2005. Para este volume de actividade contribuiu também o incremento de matérias-primas processadas em 3,4%, para os 14,7 milhões de toneladas.

A performance do segmento de negócio Gas & Power ficou marcada por um máximo histórico de quantidades vendidas de 4,6 mil milhões de m³, superando o ano anterior em 9%, fruto de uma actividade de *trading* muito forte, com melhores margens.

Quarto trimestre

O resultado operacional do quarto trimestre aumentou 11%, ou €2 milhões, para os €22 milhões e reflecte a melhoria dos resultados do segmento de negócio Exploração & Produção, a redução das amortizações e provisões, no montante de €60 milhões, e um efeito de stock negativo no montante de €131 milhões, num trimestre em que se registou uma forte quebra das cotações internacionais do petróleo bruto.

Excluindo os efeitos *stock* e outros eventos não recorrentes, o resultado operacional ajustado apresenta um crescimento de 27%, ou €31 milhões, para os €148 milhões.

O resultado operacional do segmento de negócio Exploração & Produção foi €18 milhões no quarto trimestre de 2006, valor que igualou o total do resultado operacional obtido no ano de 2005, em virtude do aumento considerável de produção que ocorreu neste trimestre.

Os resultados do quarto trimestre do segmento de negócio Refinação & Distribuição traduzem um duplo impacto de menores volumes vendidos e quebra das margem de refinação em linha com os *benchmarks* internacionais.

No segmento de negócio Gas & Power, a quebra registada nos volumes vendidos de 9% foi fruto da redução de consumo por parte do subsegmento Eléctrico provocada pela elevada pluviosidade em Portugal e consequente aumento de produção eléctrica através da capacidade hídrica existente. Este foi também o primeiro trimestre completo de actividade neste segmento de negócio após a venda dos Activos Regulados de Gás Natural à REN.

2. ANÁLISE DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Vendas e prestações de serviços

Milhões de Euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
1	65	64	s.s.	Exploração & Produção	67	141	74	110,9%
2.894	2.515	(380)	(13,1%)	Refinação & Distribuição	10.030	10.838	808	8,1%
332	324	(8)	(2,5%)	Gas & Power	1.125	1.396	270	24,0%
41	33	(8)	(19,2%)	Outros	101	119	18	18,2%
(72)	(120)	48	s.s.	Ajustamentos de consolidação	(186)	(284)	98	s.s.
3.196	2.817	(380)	(11,9%)		11.137	12.210	1.072	9,6%

Doze meses

As vendas e prestações de serviços foram de €12.210 milhões e cresceram 10%, ou €1.072 milhões quando comparado com o ano anterior. Este incremento reflecte um duplo efeito de aumento das quantidades

vendas em todos os segmentos de negócio a valores mais elevados, ainda que este último efeito tenha tido mais impacto no segmento de negócio Exploração & Produção.

Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2006 as vendas e prestações de serviços foram de €2.817 milhões e diminuíram 12%, ou €380 milhões quando comparado com o mesmo período no ano anterior, reflectindo um menor volume de quantidades vendidas e preços inferiores aos verificados no quarto trimestre do ano transacto, em linha com os mercados internacionais.

Outros proveitos operacionais

Milhões de Euros

Quarto trimestre				Doze meses				
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
(5)	16	21	s.s.	Outros proveitos (custos) operacionais	12	305	293	s.s.
(0)	(3)	(3)	s.s.	Eventos não recorrentes	(2)	(282)	(281)	s.s.
(5)	12	18	s.s.	Outros proveitos (custos) oper. ajustados	10	23	12	116,9%

Os outros proveitos operacionais líquidos aumentaram €293 milhões face aos €12 milhões registados no ano de 2005. Esta evolução encontra-se favoravelmente influenciada por eventos não recorrentes, com destaque para o impacto favorável da venda dos Activos Regulados de Gás Natural à REN que ocorreu em Setembro e pela reposição do activo monobóia que tinha sido anteriormente abatido dos activos da Empresa. No ano anterior, o efeito das indemnizações recebidas pelo acidente do terminal de Leixões ocorrido em Julho de 2004, foi absorvido por menos valias relacionadas com o abate de estações de serviço em Portugal e em Espanha.

Excluindo os efeitos não recorrentes, a variação mais significativa entre os anos em análise refere-se ao aumento do imposto sobre o rendimento do petróleo ("IRP") a pagar em Angola de €16 milhões, para os €23 milhões em 2006, como consequência do incremento do rendimento gerado pelas vendas de petróleo do Bloco 14 em Angola. No quarto trimestre do ano, o IRP aumentou €10 milhões, face ao período homólogo, explicado pelo ritmo de produção elevado do último trimestre.

Custos operacionais

Milhões de Euros

Quarto trimestre				Doze meses				
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
2.779	2.475	(304)	(10,9%)	Custo das mercadorias vendidas	9.162	10.400	1.238	13,5%
172	176	4	2,5%	Fornecimentos e serviços externos	526	567	42	7,9%
83	82	(1)	(0,9%)	Custos com pessoal	270	306	37	13,7%
3.033	2.733	(301)	(9,9%)		9.957	11.274	1.316	13,2%

Doze Meses

Os custos operacionais foram de €11.274 milhões e aumentaram 13%, ou €1.316 milhões, face ao ano anterior essencialmente devido a um incremento de 14% no custo das mercadorias vendidas com um peso de 92% no total dos custos operacionais. Este aumento está em linha com o comportamento das cotações dos preços internacionais do petróleo e outras matérias primas que apresentaram uma tendência de subida ao longo de 2006 face ao ano anterior.

Com a utilização da metodologia *replacement cost* para a valorização do custo das vendas, o custo teria sido de €10.398 milhões em 2006, evidenciando um aumento de 10%, face aos €9.474 milhões do ano anterior, o que estaria em linha com o aumento verificado nas vendas e prestações de serviços.

No ano de 2006 os fornecimentos e serviços externos aumentaram 8%, ou €42 milhões, para os €567 milhões e incluem €25 milhões relacionados com os custos de transporte e regasificação incorridos no quarto trimestre, após a venda dos Activos Regulados do Gás Natural. Expurgando estes custos, inexistentes no ano anterior, os fornecimentos e serviços externos aumentaram 3%, ou €17 milhões, para os €542 milhões. Esta variação foi essencialmente devida: (i) a rendas e alugueres relacionados com o aumento do número de navios fretados para o transporte costeiro de produtos petrolíferos, como consequência da venda em 2005 de um dos navios da frota da Empresa, (ii) ao aumento dos custos com seguros relacionado com a actualização de prémios, (iii) ao aumento dos *fees* pagos à Empresa Gestora de Reservas Estratégicas, EPE (“EGREP”) relacionados com a constituição obrigatória de reservas estratégicas, (iv) ao aumento dos custos de produção no Bloco 14 reflectindo o aumento de produção e (v) ao aumento dos custos de estrutura associados à crescente actividade de exploração desenvolvida no Brasil.

Os custos com pessoal foram de €306 milhões e aumentaram 14%, ou €37 milhões face ao ano anterior. Isolando os eventos não recorrentes relacionados com a constituição de provisões para reestruturações, o aumento foi de 8%, ou €22 milhões, para os €291 milhões e está relacionado com: (i) um aumento dos salários em linha com a inflação, (ii) o aumento dos custos com remunerações variáveis que tinham sido insuficientemente provisionadas em 2005 e (iii) a especialização de custos com reformas antecipadas e rescisões por mútuo acordo a incorrer no ano de 2007.

Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2006, os custos operacionais diminuíram 10%, ou €301 milhões, para os €2.733 milhões. O custo das mercadorias vendidas registou uma redução de 11%, ou €304 milhões reflectindo a forte quebra das cotações do crude e produtos ocorrida após o mês de Agosto.

Os fornecimentos e serviços externos do quarto trimestre foram de €176 milhões e incluem pela primeira vez o custo operacional relacionado com o *fee* de transporte e regasificação de €25 milhões. Isolando este efeito,

registou-se uma diminuição de 12%, ou €21 milhões, maioritariamente devido à especialização de custos ocorrida no último trimestre de 2005.

Os custos com pessoal foram de €82 milhões e reduziram-se 1% face ao trimestre homólogo. Isolando os (i) eventos não recorrentes relacionados com a constituição de provisões para reestruturação e (ii) a redução de custos com pessoal relacionada com a transferência de 188 colaboradores para a REN relativo ao processo de *Unbundling*, os custos com pessoal diminuiriam 4% para €76 milhões.

Empregados

	Dez 31, 2005	Set 30, 2006	Dez 31, 2006	Variação vs Dez 31, 2005	Variação vs Set 30, 2006
Exploração & Produção	36	54	56	20	2
Refinação & Distribuição	4.867	4.950	4.790	(77)	(160)
Gas & Power	685	487	491	(194)	4
Outros	578	553	540	(38)	(13)
Total de empregados on site	6.166	6.044	5.877	(289)	(167)
Empregados das estações de serviço	2.200	2.306	2.245	45	(61)
Total de empregados off site	3.966	3.738	3.632	(334)	(106)

O número de empregados em Dezembro de 2005 e Setembro de 2006 difere dos valores apresentados anteriormente devido a alterações na metodologia de cálculo que passou a incluir as empresas a operar no Continente Africano.

O número de empregados off site, excluindo os empregados das estações de serviço, diminuiu em 334 desde o início de 2006, para 3.632 no final do ano. Esta diminuição inclui os 188 empregados que foram transferidos para a REN no âmbito do processo de venda dos Activos Regulados de Gás Natural. Excluindo esta redução, o número de empregados off site diminuiu 146, principalmente no segmento de Refinação & Distribuição, fruto do esforço de reestruturação que a Empresa tem vindo a realizar. Os empregados das estações de serviço aumentaram em termos líquidos 45 desde Janeiro de 2006, em linha com o aumento de 8 estações de serviço geridas directamente pela Galp Energia.

Face a Setembro de 2006 o número total de empregados reduziu-se em 167, maioritariamente na área de empregados das estações de serviço. Esta diminuição reflecte a sazonalidade que se verifica no número de empregados das estações de serviço, onde se recorre à contratação temporária para colmatar as férias dos empregados efectivos nos meses de verão.

Amortizações

Milhões de Euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
9	9	-	3,9%	Exploração & Produção	19	24	5	28,6%
90	52	(38)	(42,2%)	Refinação & Distribuição	230	194	(35)	(15,3%)
16	7	(9)	(54,7%)	Gas & Power	56	37	(19)	(34,5%)
1	0	(0)	(52,2%)	Outros	2	1	(1)	(43,3%)
115	68	(47)	(40,6%)		307	257	(50)	(16,3%)
115	68	(47)	(40,6%)	Amortizações	307	257	(50)	(16,3%)
(21)	1	22	s.s.	Eventos não recorrentes	(21)	6	27	s.s.
94	70	(24)	(26,0%)	Amortizações ajustadas	286	263	(23)	(7,9%)

No ano de 2006 as amortizações reduziram-se em 16%, ou €50 milhões, para os €257 milhões. Excluindo os eventos não recorrentes que incluem no ano de 2006 regularizações referentes ao processo de venda dos Activos Regulados de Gás Natural e em 2005 imparidades de activos de €21 milhões, as amortizações diminuíram 8%, ou €23 milhões, para os €263 milhões. Esta diminuição traduz uma redução dos activos dos segmentos de negócio Refinação & Distribuição, nomeadamente o abate de estações de serviço em Portugal e Espanha e no segmento de negócio Gas & Power resultado do processo de venda referido anteriormente. Na Exploração & Produção o aumento de amortizações resulta fundamentalmente do acréscimo de produção ocorrido no ano de 2006, fruto da entrada em produção do Benguela-Belize-Lobito-Tomboco ("BBLT"), que consequentemente originou o início da amortização dos investimentos associados a este campo.

No quarto trimestre de 2006, as amortizações tiveram uma diminuição de 41%, ou €47 milhões, face ao mesmo período do ano passado. No entanto, excluindo os ajustamentos para imparidade de activos que ocorreram no quarto trimestre de 2005, as amortizações ajustadas diminuíram 26%. Esta diminuição teve maior impacto no segmento de negócio Refinação & Distribuição essencialmente devido, tal como anteriormente referido, a abates de estações de serviço em Portugal e Espanha.

Provisões

Milhões de Euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
3	5	2	66,5%	Exploração & Produção	3	10	7	s.s.
19	7	(12)	(64,0%)	Refinação & Distribuição	17	25	7	42,5%
2	(5)	(7)	s.s.	Gas & Power	2	(3)	(5)	s.s.
(0)	3	4	s.s.	Outros	0	3	3	s.s.
23	9	(14)	(59,1%)		23	35	12	55,1%
23	9	(14)	(59,1%)	Provisões	23	35	12	55,1%
(12)	(6)	6	s.s.	Eventos não recorrentes	(12)	(7)	5	s.s.
11	3	(8)	(71,5%)	Provisões ajustadas	11	28	17	165,4%

As provisões aumentaram 55%, ou €12 milhões, para os €35 milhões em 2006. Excluindo os eventos não recorrentes, que correspondem em 2006 maioritariamente à constituição de provisões para encargos ambientais e em 2005 a provisões para reestruturação e para encargos ambientais, a variação foi de €17 milhões. Os principais aumentos das provisões ajustadas ocorreram nos segmentos de negócio Exploração & Produção e Refinação & Distribuição e devem-se, respectivamente, à constituição de uma provisão para a eventualidade de pagamento adicional de IRP em Angola, no montante de €5,8 milhões e ao reforço de provisões para clientes de cobrança duvidosa de €8 milhões.

No quarto trimestre de 2006 as provisões diminuíram €14 milhões, ou 59%, para os €9 milhões. Esta diminuição foi ainda mais acentuada se excluirmos os eventos não recorrentes, que tal como no total do ano de 2006 estiveram relacionados com a constituição de provisões para encargos ambientais, sendo neste caso de 72%.

Resultados de empresas associadas

Os resultados de empresas associadas diminuíram €11 milhões, ou 21%, para €40 milhões face aos €51 milhões alcançados no ano anterior, devido a menores contribuições de algumas empresas e ajustamentos de consolidação.

A contribuição mais expressiva em termos de resultados de equivalência patrimonial teve origem nas empresas detentoras de gasodutos internacionais (EMPL, Metragaz, Gasoducto Al Andalus e Gasoducto Extremadura) que contribuíram com €37 milhões e na Companhia Logística de Hidrocarburos, S.A (“CLH”), empresa detentora da infra-estrutura logística do mercado petrolífero espanhol, com cerca de €6 milhões.

No quarto trimestre de 2006, a contribuição das empresas de gasodutos internacionais cifrou-se em €11 milhões e a da CLH em €1 milhão.

Resultados de investimentos

Os resultados de investimentos deterioraram-se em €73 milhões atingindo um valor negativo de €19 milhões. No ano de 2006 registou-se um impacto desfavorável relacionado com um ajustamento de €20 milhões do processo de *Unbundling*. No ano de 2005, a venda da Portgás, empresa distribuidora de gás natural na área metropolitana do Porto, contribuiu com uma mais valia de €54,4 milhões.

Resultados financeiros

Os resultados financeiros melhoraram €43 milhões para um valor negativo de €32 milhões e incluem um proveito não recorrente relacionado com o processo de aluguer de fibra óptica à Onitecom – Infocomunicações, S.A. (“ONI”) de €15 milhões. Isolando este efeito os resultados financeiros melhoram €28

milhões e traduzem uma melhoria de €19 milhões em diferenças de câmbio e uma diminuição dos juros pagos devido não só à diminuição da dívida bancária média em €69 milhões, mas também à redução da taxa de encargos financeiros de 4,35% em 2005 para 3,40% em 2006, ou considerando os juros de aplicações financeiras, 4,20% e 2,97%, respectivamente.

As diferenças de câmbio líquidas foram favoráveis em €2 milhões e apresentam uma inversão face ao ano anterior onde tinham sido negativas em €17 milhões. As diferenças de câmbio de 2005 foram negativamente afectadas pela apreciação do USD face ao Euro no ano de 2004 que originou perdas nas responsabilidades em USD, essencialmente dívida bancária, no montante de €10 milhões.

Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre o rendimento diminuiu 5%, ou €9 milhões, para os €180 milhões, apesar do resultado antes de imposto ter aumentado 5%, ou €45 milhões, para os €39 milhões. Esta redução traduz uma diminuição da taxa efectiva de imposto em 2 p.p. para os 19% em consequência do tratamento fiscal dado à mais valia da venda dos Activos Regulados de Gás Natural, uma vez que estes são fiscalmente actualizados de acordo com os coeficientes de desvalorização monetária, publicados anualmente pelo Ministério das Finanças, desde a data de aquisição ou construção, de acordo com o artigo 44º do Código do Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas.

3. INVESTIMENTO

Milhões de Euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
27	45	18	65,1%	Exploração & Produção	82	106	24	28,9%
75	35	(40)	(53,0%)	Refinação & Distribuição	142	131	(11)	(7,9%)
30	30	1	2,5%	Gas & Power	88	112	23	26,3%
0	0	(0)	20,0%	Outros	3	1	(2)	(65,0%)
132	110	(22)	(16,5%)		315	349	34	10,8%

O valor do investimento nos primeiros nove meses de 2006, apresentado no relatório de resultados dos 9 meses de 2006, não inclui o valor da reposição da monobóia no montante de €39 milhões por não ser considerado investimento, tendo sido no entanto incluído no montante total de 2006.

O total do investimento realizado em 2006 ascendeu a €349 milhões, o que representa um aumento de 11% face ao valor investido no ano anterior.

No segmento de negócio Exploração & Produção o investimento do ano de 2006 atingiu os €106 milhões e foi canalizado, maioritariamente para: (i) investimento em produção, nos campos BBLT, Kuito e Tombua-Lândana ("TL"), e em exploração noutras áreas do Bloco 14 em Angola, com a realização de um poço de pesquisa designado Lucapa 1, (ii) actividades de exploração no Bloco 32 com a realização de 4 poços de pesquisa e (iii) actividades de exploração no Brasil, nomeadamente nos Blocos *onshore*, onde a Galp é operadora, adquiridos na sétima rodada de licenciamento em 2005 e no Bloco BM-S-11 no offshore da Bacia de Santos, onde

prosseguram os trabalhos de processamento e interpretação sísmica. Neste último Bloco, foi ainda realizado um poço de exploração, designado Tupi.

No ano de 2006 o investimento no segmento de negócio Refinação & Distribuição reduziu-se em 8%, ou €11 milhões, para os €131 milhões. Este investimento foi direccionado essencialmente para (i) a construção de armazenagem estratégica da responsabilidade da Empresa, nomeadamente de gasóleo, (ii) para projectos no âmbito da actividade de refinação, no qual se incluem a substituição de *pipelines* e a adequação ambiental, e (iii) para as actividades de distribuição que incluíram o desenvolvimento do GPL canalizado, a construção e remodelação de estações de serviço na Península Ibérica e o investimento no projecto dos Distribuidores, que visa a implementação de um programa de distribuição com os revendedores independentes, baseado na apresentação conjunta da marca Galp Energia com a dos próprios revendedores.

No segmento de negócio Gas & Power o investimento do ano de 2006 ascendeu a €112 milhões, destinado fundamentalmente a: (i) aquisição de gás natural para enchimento das cavernas da armazenagem subterrânea (*cushion gas*), (ii) construção de instalações de superfície associadas à armazenagem subterrânea de gás natural, (iii) expansão da rede de distribuição de média pressão com a construção de cerca de 500 kms de rede em 2006 e conversão de aproximadamente 38 mil clientes para gás natural e (iv) construção da central de cogeração da Refinaria de Sines.

4. BALANÇO CONSOLIDADO

Milhões de Euros excepto indicação em contrário

	Dez 31, 2005	Set 30, 2006	Dez 31, 2006	Varição vs Dez 31, 2005	Varição vs Set 30, 2006
Activo fixo	3.086	2.394	2.413	(672)	20
Stock estratégico	524	585	453	(72)	(132)
Outros activos (passivos)	(154)	(212)	(144)	10	68
Fundo de maneo	121	261	201	80	(60)
	3.577	3.027	2.924	(654)	(104)
Dívida de curto prazo	257	610	583	326	(27)
Dívida de longo prazo	1.092	531	516	(575)	(14)
Dívida total	1.349	1.141	1.099	(250)	(41)
Caixa e equivalentes	158	119	213	55	93
Dívida líquida	1.192	1.021	887	(305)	(134)
Total do capital próprio	2.386	2.006	2.037	(349)	31
Capital empregue	3.577	3.027	2.924	(654)	(104)
EBITDA ajustado/juros líquidos (x)	22,4	28,1	41,4	-	-
Debt to equity (%)	50%	51%	44%	-	-
ROACE (%)	21%	-	25%	-	-
ROACE ajustado (%)	14%	-	17%	-	-

Os activos fixos aumentaram €20 milhões desde Setembro de 2006, para €2.413 milhões no final do ano de 2006. A principal variação verificou-se entre Dezembro 2006 e 2005, cerca de €672 milhões, devido à venda dos Activos Regulados de Gás Natural, que representavam um valor contabilístico de €731 milhões.

No final de Dezembro de 2006, o valor do *stock* estratégico reduziu-se cerca de €132 milhões face a Setembro de 2006 essencialmente devido à forte quebra do preço do crude e dos produtos petrolíferos, nos mercados internacionais, que se verificou após Agosto.

A dívida líquida no final de Dezembro de 2006 ascendia a €887 milhões, uma diminuição de €134 milhões desde o final de Setembro deste ano, o que essencialmente reflecte o recebimento por parte da ONI do pagamento referente ao aluguer de fibra óptica, no montante de €62 milhões e à geração de *cash flow* no último trimestre de 2006.

As variações ocorridas entre o final de 2006 e 2005, nomeadamente no que se refere à dívida líquida e capital próprio, dizem essencialmente respeito a factores que ocorreram antes do final do terceiro trimestre de 2006: (i) recebimento da REN de €526 milhões relativamente ao preço pago pelos Activos Regulados de Gás Natural e subsequente transferência de €470 milhões de dívida e de €44 milhões de depósitos bancários para a REN, (ii) pagamento do dividendo ordinário no montante de €222 milhões e (iii) pagamento de um dividendo extraordinário no montante de €871 milhões.

No final de 2006 cerca de €114 milhões encontravam-se expostos a taxa variável, enquanto cerca de 3,5% do total de dívida líquida se encontrava denominado em USD.

A vida média da dívida da Galp Energia era no final de 2006 cerca de 2,39 anos.

A 31 de Dezembro de 2006, o total da dívida líquida atribuível aos interesses minoritários era de €32 milhões.

A estrutura de capitais da Galp Energia apresenta valores conservadores, como se pode inferir de um rácio de *debt to equity* de 44% e uma cobertura de juros líquidos por EBITDA ajustado de 41,4 no final de 2006.

5. CASH FLOW

Milhões de Euros

Quarto Trimestre			Doze meses	
2005	2006		2005	2006
38	22	Resultado operacional	863	949
92	68	Custos non cash	307	257
(73)	60	Variação de fundo de maneo	(211)	(80)
57	150	Cash-flow de actividades operacionais	959	1.126
(77)	(112)	Investimento líquido	(364)	398
0	132	Variação de stock estratégico	(185)	72
(77)	20	Cash-flow de actividades de investimento	(549)	469
(16)	13	Investimentos financeiros	(16)	12
(4)	(10)	Juros pagos	(35)	(30)
(57)	(46)	Impostos	(125)	(184)
0	9	Subsídios	58	19
-	29	Dividendos pagos / recebidos	(159)	(1.049)
201	(31)	Outros	179	(58)
125	(36)	Cash-flow de actividades de financiamento	(99)	(1.290)
105	134	Total	311	305

O cash flow de actividades operacionais ascendeu a €1.126 milhões no ano de 2006, um crescimento de 17% face ao ano anterior. Este aumento reflecte por um lado o aumento de actividade que se verificou este ano mas também a redução do preço do crude e dos produtos refinados, com impacto positivo ao nível do fundo de maneo.

O cash flow de actividades de investimento ficou marcado no ano de 2006 pela venda dos Activos Regulados de Gás Natural à REN, que totalizavam €731 milhões, e também a redução de €72 milhões ao nível do stock estratégico fruto da quebra dos preços do crude e produtos petrolíferos.

Os dividendos pagos em 2006, que ascenderam a €1.093 milhões foram os principais responsáveis pelo cash flow de actividades de financiamento ter atingido os €1.290 milhões.

INFORMAÇÃO POR SEGMENTOS

1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Milhões de Euros (excepto indicação em contrário)

Quarto trimestre				Doze meses				
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
1	65	64	s.s.	Vendas e prestações de serviços	67	141	74	110,9%
(19)	18	37	s.s.	Resultado operacional	18	45	27	148,3%
-	-	-	-	Eventos não recorrentes	-	-	-	-
(19)	18	37	s.s.	Resultado operacional ajustado	18	45	27	148,2%
4,4	14,6	10,2	s.s.	Produção Working (kbbl/dia)	5,0	9,5	4,4	88,3%
3,5	11,6	8,1	s.s.	Produção Equity (kbbl/dia)	4,3	7,2	3,0	70,5%
0,3	1,1	0,7	s.s.	Produção Equity total (milhões bbl)	1,6	2,6	1,1	70,5%
0,3	0,2	(0,1)	(44,6%)	Kuito (milhões bbl)	1,6	0,8	(0,7)	(46,3%)
-	0,9	0,9	-	BBLT (milhões bbl)	-	1,7	1,7	-
-	0,04	0,04	-	TL (milhões bbl)	-	0,1	0,1	-
56,9	59,7	2,8	4,9%	Preço médio do Brent dated ¹ (Usd/bbl)	54,4	65,1	10,8	19,8%
46,4	54,5	8,0	17,3%	Preço médio de venda (Usd/bbl)	44,6	61,4	16,7	37,6%
0,9	2,0	1,1	s.s.	Vendas totais² (milhões bbl)	1,8	2,9	1,1	59,5%
-	-	-	-	Activo total líquido	274	435	160,6	58,6%

¹ Fonte: Platts

² Considera as vendas efectivamente realizadas.

Resultados operacionais

Doze meses

O resultado operacional foi de €45 milhões no ano de 2006, o que representa um aumento de 148%, ou €27 milhões, sobre o resultado obtido em 2005. As vendas e prestações de serviços ascenderam a €141 milhões, ficando 111% acima do ano anterior, resultante do efeito combinado de um volume superior de quantidades vendidas, cerca de 60%, a um preço médio de venda do crude superior em 38%.

O aumento do volume de vendas resultou do forte crescimento de produção registado e também da realização de um empréstimo junto do consórcio para viabilizar o levantamento económico das quantidades produzidas. Relativamente ao aumento do preço de venda, este acompanhou as tendências internacionais ao nível do Brent, mas também beneficiou de uma maior contribuição de crude mais leve proveniente do campo BBLT e TL.

O impacto do aumento das quantidades vendidas a um preço superior foi parcialmente absorvido por: (i) um aumento do custo de produção para os €11,5 milhões, face a €9,7 milhões registados em 2005, (ii) um aumento pagamento do IRP, e (iii) aumentos dos custos *non-cash* com destaque para o aumento das

amortizações associado a um volume de produção superior dada a entrada em produção do BBLT e reforço de provisões de €9,9 milhões essencialmente para fazer face a custos com o abandono do Bloco 1 no montante de €2,2 milhões e eventuais pagamentos adicionais de IRP, relativos ao Bloco 14 em Angola, no montante de €5,8 milhões.

Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2006 o resultado operacional ascendeu a €18 milhões o que, comparando com o período homólogo, resulta numa melhoria de €37 milhões. O resultado operacional do quarto trimestre do ano anterior foi negativo devido a uma alteração do critério de especialização das vendas que passou a ter por base a produção disponível.

O quarto trimestre foi claramente influenciado pelo nível elevado de produção de crude, cerca de 65% acima do valor verificado no terceiro trimestre de 2006.

Actividade de Exploração & Produção

A produção *working* no ano de 2006 teve um aumento de 88%, resultado da entrada em produção de dois campos, o campo BBLT em Janeiro e o campo Tombua-Lândana (“TL”) em Junho. Apesar da entrada em produção destes dois campos, o BBLT foi claramente o maior responsável pelo incremento de produção verificado, dado que o TL tem apenas um poço em fase de produção, Lândana Norte, que está em funcionamento através de ligação com o campo BBLT.

No entanto, a produção *equity* registou um aumento de 70%, inferior ao aumento verificado na produção *working*, penalizado pela diminuição da quota de produção no campo Kuito ao abrigo do *Production Sharing Agreement* (“PSA”) e também devido à redução da produção *working* neste campo, cerca de 28% face ao ano anterior.

Reservas a 31 de Dezembro de 2006

As reservas provadas correspondentes às participações da Galp Energia em 31 de Dezembro de 2006 eram de 35,7 milhões de barris de petróleo bruto, concentradas no Bloco 14 em Angola. O total de reservas provadas e prováveis ascendia nessa data a 50,4 milhões de barris. As reservas da Galp Energia, foram determinadas pela Gaffney, Cline & Associates, Ltd com um preço de referência do petróleo bruto de 65 USD/bbl.

2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

Milhões de Euros (excepto indicação em contrário)

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
2.894	2.515	(380)	(13,1%)	Vendas e prestações de serviços	10.030	10.838	808	8,1%
(31)	(62)	(31)	s.s.	Resultado operacional	602	368	(234)	(38,9%)
76	138	62	81,1%	Efeito stock	(294)	9	303	s.s.
33	13	(20)	(60,2%)	Eventos não recorrentes	31	(18)	(49)	s.s.
78	89	12	15,1%	Resultado operacional ajustado	338	358	19	5,8%
5,2	1,7	(3,5)	(67,1%)	Margem cracking de roterdão ¹ (Usd/bbl)	5,3	3,3	(2,0)	(38,2%)
3,3	4,1	0,8	23,5%	Margem hydroskimming + aromáticos de roterdão ¹ (Usd/bbl)	3,3	2,9	(0,5)	(13,8%)
7,8	5,0	(2,8)	(35,9%)	Margem de refinação Galp Energia (Usd/bbl)	7,2	5,4	(1,9)	(25,7%)
24.850	24.056	(0,1)	(2,0%)	Crude processado (bbl)	97.526	98.502	976	1,0%
3,6	3,6	(0,1)	(2,0%)	Matérias-primas processadas (milhões ton)	14,3	14,7	0,5	3,4%
4,0	4,0	(0,0)	(0,8%)	Vendas de produtos refinados (milhões ton)	15,9	16,2	0,3	1,9%
2,3	2,2	(0,1)	(6,2%)	Vendas a clientes Galp Energia (milhões ton)	9,4	9,0	(0,4)	(4,1%)
1,1	1,1	(0,0)	(3,0%)	Empresas	4,6	4,4	(0,1)	(3,2%)
0,6	0,6	(0,0)	(2,3%)	Retalho	2,6	2,5	(0,1)	(3,0%)
0,1	0,1	(0,0)	(7,2%)	GPL	0,4	0,4	(0,0)	(4,9%)
0,5	0,4	(0,1)	(19,0%)	Outros	1,8	1,7	(0,1)	(7,8%)
0,6	0,8	0,1	23,0%	Exportações (milhões ton)	2,3	3,1	0,8	34,9%
-	-	-	-	Número de estações de serviço	1.060	1.045	(15)	(1,4%)
-	-	-	-	Número de lojas de conveniência	183	204	21	11,5%
-	-	-	-	Activo total líquido	3.746	3.549	(197)	(5,3%)

¹ Fonte: Platts. Para uma descrição completa da metodologia de cálculo das margens de Roterdão, vide "Definições".

Resultados operacionais

Doze meses

O resultado operacional de 2006 foi de €368 milhões, o que representa uma quebra de 39%, ou €234 milhões face aos €602 milhões alcançados no ano anterior. Esta diminuição é explicada pelo forte efeito *stock* verificado em 2005 de €294 milhões, fruto da valorização do custo das mercadorias vendidas a FIFO num cenário de subida acentuada do preço do crude e produtos petrolíferos no mercado internacional.

Excluindo o efeito de *stock* e os eventos não recorrentes que, no ano de 2006 incluíam proveitos relacionados com a reposição da provisão constituída para a Monobóia no Terminal de Leixões no montante de €39 milhões e no ano de 2005 incluíam custos de €21 milhões de provisões para imparidades de activos, o resultado operacional aumentou 6%, ou €19 milhões, para os €358 milhões.

O ano de 2006 ficou marcado por uma redução da margem de refinação da Galp Energia em 1,9 Usd/bbl, ou 26%, para os 5,4 Usd/bbl. Este efeito foi, no entanto, compensado por (i) uma melhoria nas taxas de utilização do aparelho refinador, (ii) uma melhoria nas margens de *trading* e de distribuição, (iii) um aumento

das exportações em 35% mais que compensando o decréscimo no mercado português e (iv) uma redução de custos variáveis com transporte de mercadorias, no montante de €2,4 milhões, relacionados com o abrandamento da actividade no mercado português.

Quarto Trimestre

O resultado operacional do quarto trimestre do ano foi negativo em €2 milhões. Este resultado é fortemente influenciado pelo efeito *stock* no montante de €138 milhões, relacionado com a forte quebra da cotação do petróleo bruto após o pico do ano alcançado durante o mês de Agosto.

Em termos ajustados, o resultado operacional no quarto trimestre ficou 15% acima do último trimestre do ano anterior, nos €89 milhões, resultado do impacto favorável das actividades de *trading* e distribuição e também da redução das amortizações e provisões.

Actividade de Refinação & Distribuição

Doze meses

O volume das matérias primas processadas aumentou 3%, ou 0,5 milhões de toneladas, para os 14,7 milhões de toneladas, em particular na Refinaria de Sines, responsável por um aumento de 0,4 milhões de toneladas. A actividade comercial aumentou 2% para os 16,2 milhões de toneladas fruto de um maior volume de exportações, fundamentalmente para os EUA, que permitiu compensar a quebra verificada no mercado português. No ano de 2006 as vendas a clientes directos da Galp Energia representaram 61% do total do volume de matérias-primas processadas.

Ao nível da produção das refinarias, os destilados médios e gasolina continuam a representar no seu conjunto mais de 69% da produção total do sistema refinador, sendo o seu contributo individual 44% e 25% respectivamente.

O número de estações de serviço diminuiu em 15 face ao ano anterior, totalizando 1.045 no final de 2006 representando o esforço de rentabilização das mesmas. Neste sentido, o incremento do número de lojas de conveniência em 21 para 204, confirma a aposta da Galp Energia no negócio do non-fuel.

O volume de vendas nos subsegmentos Retalho e Empresas diminuiu cerca de 3% quando comparado com o ano anterior, em linha com o decréscimo generalizado no mercado português.

Quarto Trimestre

No quarto trimestre do ano as vendas caíram 1% para os 4 milhões de toneladas e o aparelho refinador processou 3,6 milhões de toneladas, o que representa uma quebra de 2% face ao trimestre homólogo, em linha com a diminuição de procura internacional, nomeadamente ao nível do gasóleo de aquecimento.

No quarto trimestre os volumes de vendas dos subsegmentos Empresas e GPL sofreram uma redução quando comparados com o mesmo período do ano anterior. Já o subsegmento Retalho foi o menos penalizado, com uma diminuição de apenas 2%, atenuando a redução de 3% ocorrida nos primeiros 9 meses do ano.

3. GAS & POWER

Milhões de Euros (excepto indicação em contrário)

Quarto trimestre					Doze meses			
2005	2006	Variação	% Va.		2005	2006	Variação	% Va.
332	324	(8)	(2,5%)	Vendas e prestações de serviços	1.125	1.396	270	24,0%
56	71	16	27,8%	Resultado operacional	244	547	303	s.s.
(12)	(8)	5	s.s.	Efeito stock	(19)	(5)	14	s.s.
0	(21)	(22)	s.s.	Eventos não recorrentes	1	(276)	(276)	s.s.
44	42	(2)	(3,8%)	Resultado operacional ajustado	225	266	41	18,1%
1.090	996	(94)	(8,6%)	Vendas de gás natural (milhões m³)	4.234	4.596	362	8,5%
521	255	(266)	(51,1%)	Eléctrico	2.013	1.737	(276)	(13,7%)
383	388	5	1,4%	Industrial	1.446	1.512	65	4,5%
185	191	6	3,5%	Distribuidoras de gás natural	656	694	38	5,9%
1	162	160	s.s.	Trading	119	654	534	s.s.
134	132	(2)	(1,3%)	Vendas distribuição de gn¹ (milhões m³)	478	498	20	4,1%
72	75	2	3,1%	Industrial	260	277	16	6,3%
13	13	0	0,9%	Comercial	43	47	3	7,8%
49	45	(4)	(8,4%)	Residencial	175	174	(0)	(0,1%)
-	-	-	-	Cientes distribuição de gn¹ (milhares)	739	790	51	6,9%
231	392	161	69,8%	Geração de energia¹ (GWh)	1.375	1.561	186	13,5%
-	-	-	-	Activo fixo líquido de gás natural²	1.416	725	(691)	(48,8%)
-	-	-	-	Activo total líquido	2.030	1.802	(227)	(11,2%)

¹ Inclui empresas que não consolidam mas nas quais a Galp Energia detém uma participação significativa.

² Exclui investimentos financeiros.

Resultados Operacionais

Doze meses

O resultado operacional ascendeu a €547 milhões e inclui o impacto favorável relacionado com eventos não recorrentes, entre os quais se destacam a mais valia da venda dos Activos Regulados do Gás Natural à REN e os proveitos relacionados com o processo de aluguer de fibra óptica à ONI.

Em termos ajustados, o resultado operacional aumentou €41 milhões, ou 18%, para os €266 milhões essencialmente devido ao aumento das quantidades vendidas em 9%, ou 362 milhões de m³ gás natural e ao aumento do preço médio de venda do gás natural alinhado com as referências internacionais, nomeadamente a valorização do brent dated.

Quarto Trimestre

No quarto trimestre de 2006, o resultado operacional ascendeu a €71 milhões o que, comparando com o período homólogo, resulta num aumento de €16 milhões, ou seja, 28%. O maior contribuidor para este aumento, no primeiro trimestre completo sem as actividades de transporte e regasificação alienadas à REN, foi o processo de litígio com a ONI relativo a um contrato de aluguer de fibra óptica que teve impacto ao nível do resultado operacional.

Excluindo os efeitos de *stock* e os eventos não recorrentes, o resultado operacional diminuiu 4% para os €42 milhões reflectindo a quebra dos volumes de gás natural vendido e o novo ambiente de actividade pós-*Unbundling*.

As principais alterações neste trimestre que reflectem o período pós-*Unbundling* são: (i) o aumento de custos com fornecimentos e serviços externos que reflectem o pagamento do *fee* de transporte e regasificação de gás natural liquefeito à REN no montante de €25 milhões; (ii) a diminuição dos custos com pessoal em €2,1 milhões relacionados com a transferência de 188 colaboradores para a REN, (iii) a diminuição do nível de amortizações no montante de €7,6 milhões resultante da diminuição do activo fixo, após alienação à REN e (iv) a redução nos custos de conservação e reparação em €0,9 milhões.

Actividade de Gas & Power

Doze meses

O volume de vendas de gás natural foi de 4.596 milhões de m³, o que representa um aumento de 9%, ou 362 milhões de m³, sobre o ano anterior, reflectindo o aproveitamento das oportunidades no mercado internacional ao nível da actividade de *trading* que permitiu compensar a redução dos consumos no sector eléctrico, num ano marcado por níveis de pluviosidade consideravelmente superiores aos de 2005.

No subsegmento Industrial verificou-se um aumento de 5% face ao ano anterior dado o contributo de um maior volume de vendas às empresas de cogeração. As vendas no subsegmento de Distribuição de gás natural cresceram 20 milhões de m³ devido ao aumento registado nos clientes industriais de 16 milhões de m³, ou seja 6%, em resultado do aumento do número de clientes. O número de clientes do subsegmento da Distribuição de gás natural foi de 790 mil, mantendo o ritmo de expansão de 51 mil novos clientes em 2006.

O consumo de gás natural nas centrais de cogeração participadas pela Galp Energia aumentou 8,4% para 173 milhões de m³ e a margem unitária aumentou 11% para €13,3 por MWh em 2006, face ao verificado em 2005.

Quarto Trimestre

No quarto trimestre de 2006 as vendas de gás natural reduziram-se face ao quarto trimestre do ano anterior na comercialização e na distribuição de gás natural. Enquanto que o subsegmento Eléctrico, centrais da Tapada

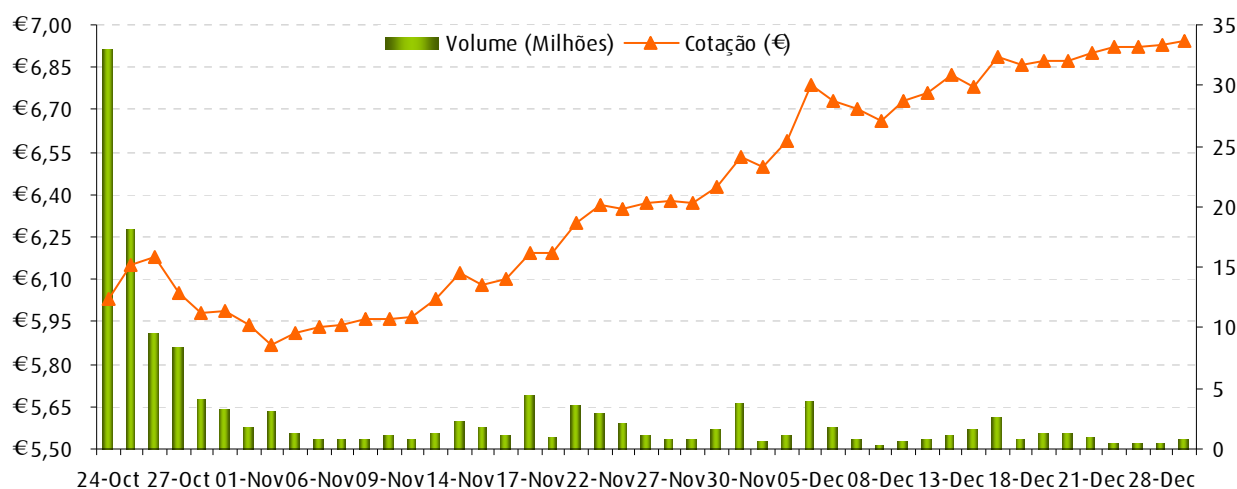
do Outeiro e Termoeléctrica do Ribatejo, consumiu menos 51% que o ano anterior, o subsegmento Distribuição de gás natural diminuiu em 1% os consumos devido às temperaturas amenas para a época que se fizeram sentir nos meses de Outubro e Novembro.

No quarto trimestre o consumo de gás natural nas centrais de cogeração participadas pela Galp Energia foi de 45 milhões de m³ e a margem unitária de €13,3/MWh cifrando-se o total da produção de energia eléctrica em 151 GWh, para venda à rede, a uma tarifa média de €4,5/MWh.

ACÇÃO GALP ENERGIA

A Oferta Pública Inicial (“IPO”) da Galp Energia concluiu-se no dia 23 de Outubro de 2006. Desde esse dia, e até ao último dia útil do ano de 2006, 29 de Dezembro, a cotação das acções da Galp Energia valorizou-se cerca de 19%, de 5,81 Euros para 6,94 Euros. A cotação máxima verificou-se no dia 21 de Dezembro, quando as acções da Galp Energia atingiram os 6,95 Euros.

Evolução da cotação da acção Galp Energia



O volume de acções transaccionado manteve-se estável desde o início da admissão das acções da Galp Energia à Euronext Lisbon, com uma média diária, excluindo a 1ª semana, de cerca de 1,6 milhões de acções. Até ao dia 29 de Dezembro de 2006 foram transaccionadas cerca de 139 milhões de acções, correspondendo aproximadamente a 17% do capital da Galp Energia.

A 31 de Dezembro de 2006 a capitalização bolsista da Galp Energia ascendia a €5.755 milhões.

EVENTOS APÓS O ENCERRAMENTO DO QUARTO TRIMESTRE 2006

Início de funções do Presidente da Comissão Executiva

No dia 20 de Novembro, o Conselho de Administração decidiu por unanimidade nomear o Eng^o Manuel Ferreira De Oliveira como Presidente da Comissão Executiva e Vice-Presidente do Conselho de Administração, com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2007.

Participações qualificadas

No dia 21 de Fevereiro, a Galp Energia anunciou que a Parpública – Participações Públicas (SGPS), S.A. lhe havia comunicado que tinha adquirido à Direcção Geral do Tesouro, 40.000.000 de acções do tipo A e 1.494.501 acções do tipo B, representativas de 5,0% do capital social da Galp Energia, SGPS, S.A. Após esta aquisição, a Parpública passou a deter 58.079.514 acções da Galp Energia, SGPS, S.A., representativas de 7,0% do seu capital social, a que correspondem 7,0% dos direitos de voto.

Refinação & Distribuição

A Galp Energia anunciou no passado dia 24 de Janeiro a aprovação pelo Conselho de Administração de um conjunto de investimentos para o seu aparelho refinador, no qual se destaca a unidade de conversão, que visa, em 2011, aumentar a produção de gasóleo em 2,5 milhões de toneladas, diminuindo a produção de fuel óleo. O conjunto de investimentos a realizar abrange as duas refinarias, de Sines e do Porto, e está estimado em 998 Milhões de Euros.

Para além deste investimento, foi ainda decidido a instalação de uma central de cogeração na Refinaria do Porto, à semelhança da que se encontra em construção na Refinaria de Sines.

Exploração & Produção

Descoberta comercial no Bloco 32

No passado dia 3 de Janeiro, o consórcio que explora o Bloco 32 nas águas ultra-profundas do *offshore* de Angola, no qual a Galp Energia tem uma participação de 5%, anunciou que o sexto poço de pesquisa realizado, designado Salsa-1, revelou uma nova descoberta de petróleo.

O mesmo consórcio anunciou, no dia 8 de Fevereiro, duas novas descobertas de petróleo nos oitavo e nono poços de pesquisa, designados por Manjerição-1 e Caril-1.

Descoberta comercial no Bloco 14

No passado dia 26 de Janeiro, o consórcio que explora o Bloco 14 em Angola, no qual a Galp Energia tem uma participação de 9%, comunicou mais uma descoberta petrolífera significativa em águas profundas na zona *offshore* de Angola, com a designação de Lucapa- 1.

Exploração de petróleo em território Nacional

No dia 1 de Fevereiro a Galp Energia assinou, com o Estado Português, três contratos para Concessão de direitos de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo em território nacional.

Os três contratos atribuem direitos de exploração em três áreas distintas localizadas no mar, designadas de Gamba, Lavagante e Santola, que totalizam uma área conjunta de mais de 9.000 km² ao largo da costa Alentejana. Estes três blocos compreendem profundidades de água entre os 200 e os 3.000 metros.

O consórcio para a exploração destas áreas é formado pela Hardman Resources Ltd (80%) que é a operadora do consórcio, a Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation (10%) e a Galp Energia (10%).

Anúncio do potencial do Bloco BM-S-11 no Brasil

No dia 21 de Fevereiro a Galp Energia comunicou o potencial da descoberta, anunciada em Outubro de 2006, designada Tupi, com um área de aproximadamente 800 Km² e situada a cerca de 280 km da costa sul do Rio de Janeiro. Estima-se que o volume de petróleo no jazigo se situe entre os 1,7 e os 10 mil milhões de barris. As taxas de recuperação dos volumes estimados irão depender dos métodos de recuperação assistida existentes hoje, bem como do tipo de petróleo e do tipo de jazigo.

EMPRESAS PARTICIPADAS

1. PRINCIPAIS EMPRESAS PARTICIPADAS

Empresa	País	Segmento de Negócio	% do Capital	Método de Consolidação
Petróleos de Portugal, Petrogal, S.A.	Portugal	R&D	100%	Integral
Galp Energia España, S.A.	Espanha	R&D	100%	Integral
Galp Exploração e Produção Petrolífera, S.A..	Portugal	E&P	100%	Integral
CLCM - Companhia Logística da Madeira, S.A.	Portugal	R&D	75%	Integral
CLC - Companhia Logística de Combustíveis, S.A.	Portugal	R&D	65%	Proporcional
CLH - Companhia Logística de Hidrocarburos, S.A.	Espanha	R&D	5%	Equivalência patrimonial
GDP, Gás de Portugal, SGPS, S.A.	Portugal	G&P	100%	Integral
Transgás, SGPS, SA	Portugal	G&P	100%	Integral
Transgás, S.A.	Portugal	G&P	100%	Integral
Transgás, Armazenagem, S.A.	Portugal	G&P	100%	Integral
Transgás Industria, S.A.	Portugal	G&P	100%	Integral
EMPL - Europe MaghrebPipeline, Ltd	Espanha	G&P	27%	Equivalência patrimonial
Gasoduto Al-Andaluz, S.A.	Espanha	G&P	33%	Equivalência patrimonial
Gasoduto Extremadura, S.A.	Espanha	G&P	49%	Equivalência patrimonial
GDP Distribuição, SGPS, S.A.	Portugal	G&P	100%	Integral
Lisboagas, SA	Portugal	G&P	100%	Integral
Lusitaniagás, S.A.	Portugal	G&P	100%	Integral
Setgás, S.A.	Portugal	G&P	45%	Equivalência patrimonial
Beiragás, S.A.	Portugal	G&P	59%	Integral
Duriensegás, S.A.	Portugal	G&P	100%	Integral
Tagusgás, S.A.	Portugal	G&P	41%	Equivalência patrimonial
Galp Power, SGPS, SA	Portugal	G&P	100%	Integral
Galp Energia, S.A.	Portugal	Outros	100%	Integral

2. RESULTADOS DE EMPRESAS ASSOCIADAS

Milhões de Euros

Empresa	2005	2006	%
CLH	7,0	6,1	(13,5%)
Pipelines internacionais	37,9	37,0	(2,3%)
Setgás - Distribuidora de Gás Natural	2,1	2,7	27,3%
Sonangalp	0,0	(1,2)	n.m.
Enacol	0,8	0,8	(0,5%)
Outros	(0,3)	0,6	n.m.
Sub total	47,5	46,0	(3,1%)
Ajustamentos de consolidação	4	(5,5)	n.m.
Total	51,2	40,5	(20,9%)

RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E AJUSTADOS

1. RESULTADO OPERACIONAL AJUSTADO POR SEGMENTO

Milhões de Euros

Quarto trimestre					2006					Doze meses				
Resultado operacional	Efeito stock	Resultado operacional a replacement cost	Eventos não recorrentes	Resultado operacional ajustado	Resultado operacional	Efeito stock	Resultado operacional a replacement cost	Eventos não recorrentes	Resultado operacional ajustado	Resultado operacional	Efeito stock	Resultado operacional a replacement cost	Eventos não recorrentes	Resultado operacional ajustado
22	131	152	(5)	148	Resultado operaci	949	4	953	(286)	667				
18	-	18	-	18	E&P	45	-	45	-	45				45
(62)	138	76	13	89	R&D	368	9	376	(18)	358				
71	(8)	64	(21)	42	G&P	547	(5)	542	(276)	266				
(6)	-	(6)	3	(2)	Outros	(10)	-	(10)	8	(2)				

Milhões de Euros

Quarto trimestre					2005					Doze meses				
Resultado operacional	Efeito stock	Resultado operacional a replacement cost	Eventos não recorrentes	Resultado operacional ajustado	Resultado operacional	Efeito stock	Resultado operacional a replacement cost	Eventos não recorrentes	Resultado operacional ajustado	Resultado operacional	Efeito stock	Resultado operacional a replacement cost	Eventos não recorrentes	Resultado operacional ajustado
19	64	84	33	117	Resultado operaci	863	(313)	549	31	580				
(19)	-	(19)	-	(19)	E&P	18	-	18	-	18				18
(31)	76	45	33	78	R&D	602	(294)	308	31	338				
56	(12)	44		44	G&P	244	(19)	225	1	225				
14	-	14	(0)	14	Outros	(1)	-	(1)	(0)	(1)				

2. EBITDA AJUSTADO POR SEGMENTO

Milhões de Euros

Quarto Trimestre					2006					Doze meses				
EBITDA	Efeito stock	EBITDA a replacement cost	Eventos não recorrentes	EBITDA ajustado	EBITDA	Efeito stock	EBITDA a replacement cost	Eventos não recorrentes	EBITDA ajustado	EBITDA	Efeito stock	EBITDA a replacement cost	Eventos não recorrentes	EBITDA ajustado
99	131	230	(10)	220	EBITDA	1.241	4	1.244	(286)	958				
32	-	32	-	32	E&P	79	-	79	-	79				79
(3)	138	135	5	140	R&D	587	9	595	(36)	560				
73	(8)	65	(15)	50	G&P	581	(5)	576	(256)	320				
(2)	-	(2)	0	(2)	Outros	(6)	-	(6)	5	(1)				

Milhões de Euros

Quarto Trimestre					2005	Doze meses				
EBITDA	Efeito stock	EBITDA a replacement cost	Eventos não recorrentes	EBITDA ajustado		EBITDA	Efeito stock	EBITDA a replacement cost	Eventos não recorrentes	EBITDA ajustado
158	64	222	(0)	222	EBITDA	1.192	(313)	879	(2)	877
(7)	-	(7)	-	(7)	E&P	40	-	40	-	40
77	76	153	(0)	153	R&D	849	(294)	554	(2)	552
74	(12)	61	0	61	G&P	303	(19)	283		284
14	-	14	(0)	14	Outros	1	-	1	(0)	0

3. EVENTOS NÃO RECORRENTES

Refinação & Distribuição

Milhões de Euros

Quarto Trimestre			Doze meses	
2005	2006		2005	2006
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	4	Venda de stock estratégico	(0)	(3)
-	(1)	Prestação de serviços	-	(1)
(6)	-	Indemnizações	(11)	(2)
(2)	(5)	Ganhos / perdas na alienação de activos	0	(8)
9	3	Write - off activos	9	3
-	-	Reposição da monoboia no terminal marítimo de Leixões	-	(39)
8	5	Custos de reestruturação	8	14
4	9	Provisão para encargos ambientais	4	9
21	(1)	Imparidade de activos	21	8
33	13	Eventos não recorrentes do resultado operacional	31	(18)
-	(1)	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	(1)	(1)
33	12	Eventos não recorrentes antes de impostos	30	(20)
(10)	(3)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(9)	6
23	9	Total de eventos não recorrentes	21	(13)

Gas & Power

Milhões de Euros

Quarto Trimestre			Doze meses	
2005	2006		2005	2006
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	(15)	Prestação de serviços	-	(15)
(0)	(1)	Ganhos / perdas na alienação de activos	(0)	(257)
0	-	Write offs de activos	1	0
-	1	Custos de reestruturação	-	2
-	(6)	Provisão para encargos ambientais	-	(6)
-	(0)	Outros	-	(0)
0	(21)	Eventos não recorrentes do resultado operacional	0	(276)
(3)	0	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	(58)	20
-	(15)	Proveitos Financeiros ONI	-	(15)
(3)	(37)	Eventos não recorrentes antes de impostos	(57)	(271)
(0)	10	Imposto sobre eventos não recorrentes	(0)	20
(3)	(27)	Total de eventos não recorrentes	(57)	(252)

Outros

Milhões de Euros

Quarto Trimestre			Doze meses	
2005	2006		2005	2006
		Exclusão de eventos não recorrentes		
(0)	0	Ganhos / perdas na alienação de activos	(0)	5
-	3	Provisão para encargos ambientais	-	3
(0)	3	Eventos não recorrentes do resultado operacional	(0)	8
0	-	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	0	-
(0)	3	Eventos não recorrentes antes de impostos	(0)	8
0	(0)	Impostos sobre eventos não recorrentes	0	(0)
(0)	3	Total de eventos não recorrentes	(0)	8

Resumo consolidado

Milhões de Euros

Quarto Trimestre			Doze meses	
2005	2006		2005	2006
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	4	Venda de stock estratégico	(0)	(3)
-	(16)	Prestações de Serviços	-	(16)
(6)	-	Indemnizações	(11)	(2)
(3)	(6)	Ganhos / perdas na alienação de activos	(0)	(259)
9	3	Write offs de activos	9	3
-	-	Reposição da monoboia no terminal marítimo de Leixões	-	(39)
8	6	Custos reestruturação	8	16
4	6	Provisões para encargos ambientais	4	7
21	(1)	Imparidade de activos	21	8
33	(5)	Eventos não recorrentes do resultado operacional	31	(286)
(3)	(1)	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	(58)	19
-	(15)	Proveitos Financeiros ONI	-	(15)
30	(21)	Eventos não recorrentes antes de impostos	(27)	(282)
(10)	7	Impostos sobre eventos não recorrentes	(10)	26
20	(14)	Total de eventos não recorrentes	(37)	(257)

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Quarto Trimestre			Doze meses	
2005	2006		2005	2006
		Proveitos operacionais		
3.153	2.767	Vendas	10.985	12.046
43	50	Serviços prestados	152	164
22	34	Outros rendimentos operacionais	83	399
3.218	2.851	Total de proveitos operacionais	11.221	12.609
		Custos operacionais		
(2.779)	(2.475)	Inventários consumidos e vendidos	(9.162)	(10.400)
(172)	(176)	Materiais e serviços consumidos	(526)	(567)
(83)	(82)	Gastos com o pessoal	(270)	(306)
(115)	(68)	Gastos com amortizações e depreciações	(307)	(257)
(23)	(9)	Provisões e imparidade de contas a receber	(23)	(35)
(27)	(19)	Outros gastos operacionais	(71)	(94)
(3.198)	(2.829)	Total de custos operacionais	(10.358)	(11.660)
19	22	Resultado operacional	863	949
(3)	18	Rendimentos financeiros	9	32
(9)	(16)	Gastos financeiros	(62)	(62)
(5)	(1)	Ganhos (perdas) cambiais	(17)	2
17	12	Resultados de participações financeiras em empresas associadas	105	21
1	0	Rendimentos de instrumentos financeiros	(4)	(3)
(0)	(0)	Outros ganhos e perdas	(1)	(1)
20	34	Resultados antes de impostos	893	939
6	(1)	Imposto sobre o rendimento	(189)	(180)
26	33	Resultado antes de interesses minoritários	705	759
(1)	(1)	Resultado afecto aos interesses minoritários	(4)	(4)
25	32	Resultado líquido	701	755
0,03	0,04	Resultado por acção (valor em Euros)	0,84	0,91

2. BALANÇO CONSOLIDADO

Milhões de Euros

	Dez 31, 2005	Set 30, 2006	Dez 31, 2006
Activo não corrente:			
Activos fixos tangíveis	2.555	1.850	1.927
Goodwill	20	18	17
Outros activos fixos intangíveis	367	367	325
Participações financeiras em associadas	85	163	147
Participações financeiras em participadas	64	1	1
Outras contas a receber	96	81	107
Activos por impostos diferidos	159	150	145
Outros investimentos financeiros	0	1	1
Total de activos não correntes	3.346	2.631	2.671
Activo corrente:			
Inventários	1.199	1.278	1.065
Clientes	898	974	961
Outras contas a receber	323	374	328
Outros investimentos financeiros	10	34	14
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	0	0
Caixa e seus equivalentes	158	119	213
Total do activos correntes	2.588	2.780	2.581
Total do activo	5.934	5.411	5.253
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO			
Capital próprio:			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(2)	(7)	(10)
Outras reservas	85	107	107
Reservas de cobertura	(3)	(0)	1
Resultados acumulados	669	255	255
Resultado liquido do período	701	723	755
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	2.361	1.988	2.018
Interesses minoritários	25	18	19
Total do capital próprio	2.386	2.006	2.037
Passivo:			
Passivo não corrente:			
Empréstimos e descobertos bancários	782	271	291
Empréstimos obrigacionistas	310	260	226
Outras contas a pagar	96	93	71
Responsabilidades com benefícios de reforma e outr	214	225	242
Passivos por impostos diferidos	132	151	93
Outros instrumentos financeiros	5	2	0
Provisões	73	76	83
Total do passivo não corrente	1.613	1.078	1.006
Passivo corrente:			
Empréstimos e descobertos bancários	257	560	563
Empréstimos obrigacionistas	-	50	20
Fornecedores	706	712	685
Outras contas a pagar	916	932	859
Outros instrumentos financeiros	2	2	3
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	54	70	81
Total do passivo corrente	1.936	2.327	2.210
Total do passivo	3.548	3.405	3.216
Total do capital próprio e do passivo	5.934	5.411	5.253

INFORMAÇÃO ADICIONAL

Definições

Replacement cost	De acordo com esta metodologia, o custo das mercadorias vendidas é valorizado ao <i>Replacement Cost</i> , i.e., ao custo das matérias-primas no momento em que as vendas se realizam e independentemente das existências detidas no início ou fim dos períodos. O <i>Replacement Cost</i> não é um critério aceite pelas normas de contabilidade (POC e IFRS), não sendo consequentemente adoptado para efeitos da valorização de existências e não reflecte o custo de substituição de outros activos.
EBITDA	O EBITDA é definido como Resultados operacionais adicionados das amortizações e provisões. O EBITDA não é uma medida padrão, pelo que não deverá ser utilizado nas comparações entre empresas. O EBITDA não é uma medida directa de liquidez e deverá ser analisado conjuntamente com os <i>cash flows</i> reais resultantes das actividades operacionais e tendo em conta os compromissos financeiros existentes.
Margem cracking roterdão	Margem Cracking de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% Brent Dated, +25,4% PM UL FOB Bg, +7,1% Naphtha FOB Bg, +8,5% Jet CIF Cg, +38% ULSD CIF Cg e +1,4% LSFO FOB Cg. Margens Roterdão incluem consumos & quebras e fretes. Fretes para a rota TD7 de 0.59 Usd/bbl em 2006.
Margem hydroskimming aromáticos roterdão	+ Margem Hydroskimming + Aromáticos Roterdão é calculada utilizando 70% da margem Hydroskimming Roterdão e 30% da margem Aromáticos. O perfil da margem Hydroskimming roterdão é composto por: -100% Brent Dated, +15,1% PM UL FOB Bg, +5,1% Naphtha FOB Bg, +9% Jet CIF Cg, +36,5% ULSD CIF Cg and +30,3% LSFO FOB Cg. Perfil da margem aromáticos - 100% PM UL FOB Bg, -12% LSFO CIF NEW, +37% Naphtha FOB Bg, +16,5% PM UL FOB Bg, +6,5% Benzene FOB Bg, +18,5% Toluene FOB Bg, +16,5% Paraxylene FOB Bg and +4,9% Ortoxylyene FOB Bg. Margens Roterdão incluem consumos & quebras e fretes. Fretes para a rota TD7 de 0.59 Usd/bbl em 2006.
Reservas provadas	De acordo com as definições aprovadas pela SPE e pelo WPC, as reservas provadas são as quantidades de petróleo que, por análise dos dados geológicos e de engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável como sendo comercialmente recuperáveis, a partir de uma determinada data, de jazidas conhecidas e nas actuais condições económicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais. No caso de ser utilizada metodologia determinística, o termo “razoável certeza” destina-se a exprimir um elevado grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. No caso de ser utilizada metodologia probabilística, deverá existir uma probabilidade mínima de 90% de as quantidades de facto recuperadas serem iguais ou excederem a estimativa. A definição das condições económicas actuais deve incluir os preços históricos do petróleo relevantes e os custos associados e pode implicar um período para a determinação de médias que seja consistente com o objectivo do cálculo da reserva, obrigações contratuais apropriadas, procedimentos

corporativos e regulamentos governamentais implicados na contabilização destas reservas. Tipicamente, as reservas são consideradas provadas se a capacidade de produção da jazida for suportada pela produção actual ou por testes de formação. Neste contexto, o termo “provada” refere-se às quantidades reais de reservas de petróleo e não apenas à produtividade do poço ou jazida. Em determinados casos, as reservas provadas podem ser imputadas com base nos registos dos poços e/ou análise do núcleo que indiquem que a jazida em causa contém hidrocarbonetos e é análogo a jazidas na mesma área que se encontram em produção ou demonstraram capacidade de produzir durante testes de formação.

A área da jazida considerada como provada inclui (1) a área delineada por perfuração e definida por contactos fluidos, se aplicável, e (2) as partes não perfuradas do reservatório que podem ser razoavelmente consideradas comercialmente produtivas com base nos dados geológicos e de engenharia disponíveis. Na ausência de dados sobre contactos fluidos, a descoberta mais baixa de hidrocarbonetos conhecida determina o limite provado salvo se indicado em contrário por dados geológicos, de engenharia ou de desempenho definitivos. As reservas podem ser classificadas como provadas se as instalações de processamento e transporte dessas reservas para o mercado se encontrarem operacionais no momento da estimativa, ou se houver uma expectativa razoável de essas instalações virem a ser criadas. As reservas que se destinam a ser produzidas através da aplicação dos melhores métodos de recuperação existentes são incluídas na classificação de provadas quando (1) testes bem sucedidos de um projecto piloto, ou resultados favoráveis de um programa instalado na mesma jazida ou numa jazida análoga com propriedades (rochas e fluidos) semelhantes, suportam a análise em que se baseou o projecto, e (2) é razoavelmente certo que o projecto irá avançar. As reservas a recuperar através dos melhores métodos de recuperação ainda por desenvolver, através de aplicações comercialmente bem sucedidas, são incluídas na classificação de provadas apenas (1) após um resultado de produção favorável da jazida em causa de (a) um projecto piloto representativo ou (b) um programa instalado em que os resultados suportam a análise em que o projecto se baseia, e (2) quando é razoavelmente certo que o projecto irá avançar.

Reservas prováveis

De acordo com as definições aprovadas pela SPE e pelo WPC, as reservas prováveis são uma categoria de reservas não provadas. As reservas não provadas baseiam-se em dados geológicos e / ou de engenharia semelhantes aos utilizados nos cálculos das reservas provadas, mas em relação aos quais incertezas técnicas, contratuais, económicas, ou reguladoras impedem que essas reservas sejam classificadas como provadas. As reservas não provadas podem ser estimadas assumindo condições económicas futuras diferentes das que prevalecem no momento do cálculo. O efeito de possíveis melhorias futuras nas condições económicas e dos desenvolvimentos tecnológicos pode ser expresso imputando quantidades adequadas de reservas às classificações de prováveis e possíveis.

As reservas prováveis são as reservas não provadas que a análise dos dados geológicos e de engenharia sugerem ser mais provável que sejam recuperadas do que o inverso. Neste contexto, quando é utilizada metodologia probabilística, deverá existir pelo menos uma probabilidade de 50% de as quantidades de facto recuperadas serem iguais ou superiores à soma das reservas provadas calculadas mais as reservas prováveis. Tipicamente, as reservas prováveis podem incluir (1) reservas que se antecipa virem a ser provadas através da perfuração normal, mas em que o controlo do subsolo é inadequado para classificar estas reservas como provadas, (2) reservas em formações que parecem ser produtivas, com base nas características dos registos do poço, mas em relação às quais ainda não existem dados ou testes definitivos e que não são

análogas a reservas em produção ou provadas na zona, (3) reservas incrementais atribuíveis à perfuração de enchimento, que podiam ter sido classificadas como provadas se tivesse sido aprovado um espaçamento estatutário mais próximo, no momento da estimativa, (4) reservas atribuíveis de acordo com os melhores métodos de recuperação estabelecidos através da repetição de aplicações comercialmente bem sucedidas quando (a) um projecto piloto é planeado mas não está em operação e (b) as características da rocha, dos fluidos e da jazida parecem favoráveis para aplicação comercial, (5) reservas numa área da formação que parece estar separada da zona provada por falhas e a interpretação dos dados geológicos indica que a área em causa é estruturalmente superior à área provada, (6) reservas atribuíveis em função de futuros trabalhos de melhoramento, tratamento, re-tratamento, alteração de equipamentos ou outros processos mecânicos, em que esses processos não foram comprovados com êxito em poços com comportamentos semelhantes em jazidas análogas, e (7) reservas incrementais em jazidas provadas em que uma interpretação alternativa do desempenho ou dos dados volumétricos indica mais reservas do que as que podem ser classificadas como provadas.

Abreviaturas

bbl: barris; bbl/d: barris por dia; Bg: Barges; Cg: Cargoes; CIF: Costs, Insurance and Freights; E&P: Exploração & Produção; Eur: euro; FOB: Free on Board; G&P: Gas & Power; LSFO: Low sulphur fuel oil; m³: metros cúbicos; s.s.: sem significado; PM UL: Premium unleaded; R&D: Refinação & Distribuição; ULSD CIF Cg: Ultra Low sulphur diesel CIF Cargoes; Usd: US dollar.



Contactos

Investor Relations

Tel: +351 21 724 08 66

Fax: +351 21 003 90 11

E-mail: investor.relations@galpennergia.com

Website: www.galpennergia.com

Galp Energia, SGPS, S.A.

Sociedade Aberta

Sede: Rua Tomás da Fonseca Torre C, 1600-209 Lisbon

Capital Social: 829.250.635 Euros

Matriculada na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa

Pessoa Colectiva N° 504 499 777