

energia cria energia



RESULTADOS SEGUNDO TRIMESTRE 2016

29 de julho 2016
Relações com Investidores

ÍNDICE

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	3
2. PRINCIPAIS INDICADORES	4
3. ENVOLVENTE DE MERCADO	5
4. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	7
4.1. Atividades de desenvolvimento	7
4.2. Desempenho operacional	9
5. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO.....	12
6. GAS & POWER	15
7. INFORMAÇÃO FINANCEIRA.....	17
7.1. Demonstração de resultados.....	17
7.2. Investimento	19
7.3. <i>Cash Flow</i>	20
7.4. Situação financeira	22
7.5. Dívida financeira.....	22
7.6. Vendas e prestações de serviços RCA por negócio	23
7.7. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	24
7.8. Eventos não recorrentes.....	25
7.9. Demonstração de resultados consolidados em IFRS.....	26
7.10. Situação financeira consolidada.....	27
8. AÇÃO GALP	28
9. EVENTOS SUBSEQUENTES	29
10. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO	30
11. DEFINIÇÕES	31

1. Sumário executivo

Principais destaques no segundo trimestre de 2016

- O Ebitda consolidado do Grupo numa base *replacement cost* ajustada (RCA) atingiu o valor de €337 m, uma descida de 25% em relação ao período homólogo de 2015, traduzindo a menor contribuição dos negócios de Refinação & Distribuição (R&D) e de Exploração & Produção (E&P). Estes negócios foram impactados, respetivamente, pela descida das margens de refinação e do preço do petróleo e do gás natural nos mercados internacionais. O Ebitda do negócio de Gás & Power (G&P) teve um aumento de 10%, beneficiando da otimização do aprovisionamento na atividade de gás natural.
- O resultado líquido RCA totalizou €133 m, um decréscimo de €56 m relativamente ao período homólogo do ano anterior, e incluiu um efeito *stock* positivo de €31 m e eventos não recorrentes de €98 m, relativos principalmente ao negócio de E&P. O resultado líquido de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) foi de €66 m.
- A produção *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 25% face ao período homólogo para os 54,7 kboepd, beneficiando do incremento de produção no Brasil, nomeadamente com a contribuição de duas novas unidades de produção no campo Lula/Iracema. Já em julho, destaca-se o início de produção da FPSO Cidade de Saquarema (FPSO #6) na área de Lula Central.
- A margem de refinação da Galp foi de \$4,6/boe, face a \$7,3/boe no segundo trimestre de 2015, seguindo a tendência das margens de refinação no mercado internacional. A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para os resultados.
- As vendas totais de gás natural diminuíram 15% para 1.593 milhões de metros cúbicos (mm³), devido, sobretudo, à redução dos volumes vendidos no segmento de trading.
- O investimento foi de €287 m, 85% dos quais alocados ao negócio de E&P, principalmente direcionados para o desenvolvimento do bloco BM-S-11 no Brasil e do bloco 32 em Angola.
- No final do trimestre, a dívida líquida do Grupo situava-se em €1.891 m, considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes, sendo o rácio dívida líquida para Ebitda de 1,6x.
- No dia 28 de julho, a Galp chegou a acordo com um consórcio liderado pela Marubeni Corporation, e com a participação da Toho Gas, o qual prevê a aquisição por parte do consórcio de 22,5% do capital social da Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND), por €138 m. Com base no preço acordado e os passivos associados, o valor implícito (EV) para 100% da GGND é de c.€1,3 bn, equivalente a um prémio de 27% sobre a base de ativos regulados (RAB). Previamente à conclusão da transação, a GGND irá financiar-se autonomamente de forma a reembolsar os empréstimos acionistas existentes atualmente, de €568 m, resultando num encaixe financeiro para a Galp de c.€700 m.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

2. Principais indicadores

Informação financeira

€ m (RCA)

Trimestre						Primeiro Semestre			
1T16	2T15	2T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
293	447	337	(110)	(25%)	Ebitda RCA	822	631	(192)	(23%)
48	119	86	(33)	(27%)	Exploração & Produção	213	135	(78)	(37%)
148	230	143	(87)	(38%)	Refinação & Distribuição	373	291	(82)	(22%)
90	89	97	9	10%	Gas & Power	220	187	(33)	(15%)
137	304	185	(119)	(39%)	Ebit RCA	531	323	(209)	(39%)
(3)	284	131	(152)	(54%)	Ebit IFRS	341	128	(213)	(62%)
114	189	133	(56)	(29%)	Resultado líquido RCA	310	247	(63)	(20%)
(58)	110	66	(45)	(40%)	Resultado líquido IFRS	71	8	(63)	(89%)
343	313	287	(26)	(8%)	Investimento	596	630	34	6%
1.841	1.494	1.891	397	27%	Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.494	1.891	397	27%
1,4x	1,2x	1,6x	-	-	Rácio dívida líquida para Ebitda²	1,2x	1,6x	-	-

¹ Considerando empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes. ² A 30 de junho de 2016, rácio considera a dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec de €576 m, adicionado dos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €169 m, sendo o Ebitda RCA dos últimos 12 meses €1.323 m.

Indicadores operacionais

Trimestre						Primeiro Semestre			
1T16	2T15	2T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
56,3	43,8	54,7	10,9	25%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	42,7	55,5	12,9	30%
53,7	40,9	52,2	11,3	28%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	39,8	53,0	13,1	33%
26,2	53,0	38,3	(14,6)	(28%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	51,8	32,1	(19,7)	(38%)
25,2	29,8	26,3	(3,5)	(12%)	Matérias-primas processadas (mmbœ)	56,0	51,5	(4,5)	(8%)
4,1	7,3	4,6	(2,7)	(37%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	6,6	4,3	(2,3)	(35%)
2,1	2,3	2,3	(0,1)	(2%)	Vendas a clientes diretos (mt)	4,6	4,4	(0,2)	(3%)
901	919	882	(37)	(4%)	Vendas de gás natural a clientes diretos (mm ³)	1.918	1.782	(136)	(7%)
960	951	712	(239)	(25%)	Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	2.146	1.672	(474)	(22%)

Indicadores de mercado

Trimestre						Primeiro Semestre			
1T16	2T15	2T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
1,10	1,11	1,13	0,02	2%	Taxa de câmbio (EUR:USD)	1,12	1,12	(0,00)	(0%)
33,9	61,9	45,6	(16,3)	(26%)	Preço médio do <i>dated</i> Brent ¹ (USD/bbl)	57,8	39,8	(18,0)	(31%)
(2,3)	(0,7)	(2,2)	(1,6)	s.s.	Diferencial crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(1,0)	(2,3)	(1,2)	s.s.
29,9	43,3	30,5	(12,8)	(30%)	Preço gás natural NBP Reino Unido ³ (GBP/therm)	45,5	30,2	(15,3)	(34%)
5,0	7,3	4,7	(2,6)	(36%)	Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	7,5	4,8	(2,7)	(36%)
3,3	5,2	2,9	(2,3)	(45%)	Margem de refinação <i>benchmark</i> ⁴ (USD/bbl)	5,3	3,1	(2,2)	(41%)
14,9	14,8	15,2	0,4	3%	Mercado <i>oil</i> ibérico ⁵ (mt)	29,6	30,1	0,5	2%
8.653	6.885	7.020	135	2%	Mercado gás natural ibérico ⁶ (mm ³)	15.959	15.674	(285)	(2%)

¹ Fonte: Bloomberg. ² Fonte: Platts. Urals NWE *dated* para crude pesado; *dated* Brent para crude leve. ³ Fonte: Platts.

⁴ Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem de refinação *benchmark* vide "Definições". ⁵ Fonte: APETRO para Portugal; CORES para Espanha e inclui estimativa para junho de 2016. ⁶ Fonte: Galp e Enagás.

3. Envolvente de mercado

Dated Brent

No segundo trimestre de 2016, a cotação média do *dated* Brent diminuiu \$16,3/bbl em relação ao período homólogo de 2015, para \$45,6/bbl. Esta descida deveu-se sobretudo à manutenção de um excedente de produção e de *stocks* elevados, consequência do aumento da produção de crude por parte dos países membros da OPEP.

No primeiro semestre de 2016, o valor médio do *dated* Brent foi de \$39,8/bbl, o que correspondeu a uma diminuição de \$18,0/bbl face ao período homólogo do ano anterior.

No segundo trimestre de 2016 o diferencial entre o preço do Urals e o *Dated* Brent alargou de -\$0,7/bbl, no período homólogo de 2015, para -\$2,2/bbl. A desvalorização da rama Urals decorreu do aumento da sua produção, da redução da sua utilização nas refinarias russas e da concorrência de ramos similares oriundas do Médio Oriente. No primeiro semestre de 2016, o diferencial de preços alargou \$1,2/bbl relativamente ao período homólogo de 2015 para -\$2,3/bbl.

Gás natural

O preço de gás natural na Europa (NBP) diminuiu de 43,3 GBp/therm, no segundo trimestre de 2015, para 30,5 GBp/therm no período homólogo de 2016, em consequência da queda do preço do crude, indexante típico de contratos de gás natural, e de um inverno relativamente ameno na Europa.

No primeiro semestre de 2016, o valor médio do NBP foi de 30,2 GBp/therm, o que correspondeu a uma diminuição de 15,3 GBp/therm face ao período homólogo do ano anterior.

O preço asiático de referência de GNL (JKM) desceu de \$7,3/mmbtu no segundo trimestre de 2015 para \$4,7/mmbtu no segundo trimestre de 2016. Esta diminuição decorreu de um crescimento da procura inferior ao previsto e da entrada em produção de vários projetos de GNL, nomeadamente na Austrália e nos EUA.

No primeiro semestre de 2016, o valor médio do JKM foi de \$4,8/mmbtu, o que correspondeu a uma diminuição de \$2,7/mmbtu face ao período homólogo do ano anterior.

Margens de refinação

No segundo trimestre de 2016, a margem de refinação *benchmark* registou uma diminuição de \$2,3/bbl face ao período homólogo de 2015, para \$2,9/bbl, na sequência da evolução negativa dos *cracks* da gasolina e dos destilados médios.

O *crack* da gasolina foi de \$13,0/bbl, comparativamente a \$18,5/bbl no período homólogo de 2015, pressionado por *stocks* elevados e pela maximização do aparelho refinador para produção de destilados leves. O *crack* do gasóleo foi de \$10,9/bbl, menos \$6,5/bbl face ao período homólogo do ano anterior, impactado sobretudo pelos elevados *stocks* a nível global.

No primeiro semestre de 2016, a margem de refinação *benchmark* situou-se em \$3,1/bbl, uma descida de \$2,2/bbl face ao período homólogo de 2015, devido principalmente aos menores *cracks* da gasolina e do gasóleo, que diminuíram \$11,5/bbl e \$7,7/bbl, respetivamente.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

Mercado ibérico

No segundo trimestre de 2016, o mercado ibérico de produtos petrolíferos totalizou 15,2 milhões de toneladas (mt), um crescimento de 2,6% face ao período homólogo de 2015, impactado pela maior procura de gasóleo e de *jet*.

Comparando o primeiro semestre de 2016 com o período homólogo de 2015, o mercado ibérico de produtos petrolíferos subiu 1,9%, para os 30,1 mt.

No segundo trimestre de 2016, o mercado de gás natural na Península Ibérica subiu 2% face

ao período homólogo de 2015, para os 7.020 mm³, suportado por um aumento de 6% no consumo convencional (ie, nos segmentos industrial e de retalho), num trimestre com temperaturas médias inferiores às registadas no ano anterior. O sector elétrico registou uma contração de 14% no consumo de gás natural, impactado pela alta hidraulicidade verificada neste período.

No primeiro semestre de 2016, o mercado ibérico de gás natural situou-se em 15.674 mm³, uma descida de 2% face ao período homólogo de 2015, que se deveu à menor procura no sector elétrico.



4. Exploração & Produção

4.1. Atividades de desenvolvimento

Brasil

No segundo trimestre de 2016, a Galp e os seus parceiros mantiveram as operações de desenvolvimento do projeto Lula/Iracema, sendo de registar a cadência de ligação de novos poços às unidades já em produção, tendo-se conectado um total de cinco poços produtores e dois poços injetores. De destacar ainda a contínua melhoria da performance de perfuração e completação de novos poços, registando-se um decréscimo na duração média de cerca de 20% face à média de 110 dias registada em 2015.

A produção durante o trimestre foi impactada pelas operações de manutenção em abril nas unidades alocadas às áreas de Lula Piloto e Lula Nordeste.

Na área de Lula Piloto, a FPSO Cidade de Angra dos Reis (#1) teve uma paragem planeada para manutenção de equipamentos, com uma duração de cerca de 11 dias. Na área de Lula Nordeste foi também efetuada uma paragem para manutenção na FPSO Cidade de Paraty (#2), que levou à paragem da unidade durante cerca de 15 dias.

Uma vez terminadas as operações de manutenção, ambas as unidades recuperaram a produção ao nível de *plateau*.

Na FPSO #1, destaca-se ainda a entrada em operação de um novo poço produtor em maio, o qual irá permitir uma melhor gestão do reservatório e aumentar a disponibilidade operacional da unidade.

Na área de Iracema Sul foi conectado o sexto poço produtor à FPSO Cidade de Mangaratiba (#3). A unidade mantém-se a produzir em *plateau*, sendo esperada a sua conexão à rede de exportação de gás, através do gasoduto com ligação a Cabiúnas, durante o quarto trimestre de

2016. Esta conexão permitirá a redução dos constrangimentos operacionais e a comercialização do gás associado.

Na área de Iracema Norte, a FPSO #4 (Cidade de Itaguaí) conta atualmente com cinco poços produtores conectados, depois da ligação do quarto poço no final do primeiro trimestre e do quinto em junho. A conexão desta unidade à rede de exportação de gás está prevista no terceiro trimestre de 2016, o que permitirá o aumento de produção.

Na área de Lula Alto, que iniciou a produção em fevereiro, foram interligados dois novos poços produtores em abril e junho. No final do trimestre, a FPSO Cidade de Maricá (#5) encontrava-se a produzir acima dos 90 kbopd através de três poços, comprovando a excelente produtividade deste reservatório.

No início de julho, destaca-se a entrada em produção da FPSO Cidade de Saquarema (#6), na área de Lula Central. Esta unidade tem uma capacidade de produção de 150 kbopd e 6 mm³ de gás natural por dia, e está atualmente conectada a um poço com uma produção média de c.30 kbopd. O plano de desenvolvimento desta área contempla a ligação de nove poços produtores e nove poços injetores a esta unidade, sendo expectável que mais dois poços produtores sejam conectados até ao final do ano de 2016.

No que diz respeito às FPSO replicantes, a primeira fase dos trabalhos de integração dos *topsides* da unidade a ser alocada à área de Lula Sul foi concluída durante o trimestre. Os módulos de compressão e injeção de CO₂ e gás, construídos pela BJC, estão no estaleiro da

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

Keppel Fels (Brasil) desde maio, tendo os trabalhos de integração sido já iniciados.

Poços de desenvolvimento nas áreas de Lula/Iracema

	Projeto	Tipo de poços			
			Planeados	Perfurados	Conectados
#1	Lula Piloto	Produtores	7	6	6
	<i>FPSO Cidade de Angra dos Reis</i>	Injetores	5	5	5
#2	Lula Nordeste	Produtores	8	6	6
	<i>FPSO Cidade de Paraty</i>	Injetores	6	6	6
#3	Iracema Sul	Produtores	8	7	6
	<i>FPSO Cidade de Mangaratiba</i>	Injetores	8	7	5
#4	Iracema Norte	Produtores	8	7	5
	<i>FPSO Cidade de Itaguaí</i>	Injetores	9	7	3
#5	Lula Alto	Produtores	10	7	3
	<i>FPSO Cidade de Maricá</i>	Injetores	7	6	2
#6	Lula Central	Produtores	9	7	1
	<i>FPSO Cidade de Saquarema</i>	Injetores	9	7	0

Moçambique

Em Moçambique, os parceiros da Área 4 continuam com a negociação relativa às propostas de Engenharia, Aprovisionamento, Construção, Instalação e Comissionamento (EPCIC) para o projeto *offshore* na área de Coral. Adicionalmente, encontra-se em negociação a estrutura de financiamento do projeto, bem como a finalização do contrato para a compra e venda do GNL.

No que diz respeito ao projeto *onshore* Mamba, encontram-se em análise as propostas de EPC. O processo de unitização concluído em 2015

pelos parceiros do projeto Mamba (Área 4) e de Prosperidade (Área 1) continua pendente da aprovação do governo moçambicano

Angola

No bloco 32, prossegue a bom ritmo a campanha de perfuração e completação dos poços relativos à área de desenvolvimento do projeto Kaombo. Durante o segundo trimestre, prosseguiram também os trabalhos de conversão das duas unidades FPSO e de construção dos equipamentos *subsea*.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

4.2. Desempenho operacional

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário; valores unitários com base na produção *net entitlement*)

Trimestre						Primeiro Semestre			
1T16	2T15	2T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
56,3	43,8	54,7	10,9	25%	Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	42,7	55,5	12,9	30%
52,9	40,5	51,7	11,2	28%	Produção de petróleo (kbopd)	39,4	52,3	12,8	33%
53,7	40,9	52,2	11,3	28%	Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	39,8	53,0	13,1	33%
7,9	7,4	7,1	(0,2)	(3%)	Angola	7,6	7,5	(0,0)	(1%)
45,8	33,5	45,0	11,5	34%	Brasil	32,2	45,4	13,2	41%
26,2	53,0	38,3	(14,6)	(28%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural² (USD/boe)	51,8	32,1	(19,7)	(38%)
2,8	5,4	3,8	(1,5)	(28%)	Royalties³ (USD/boe)	4,8	3,3	(1,5)	(30%)
8,9	7,6	9,8	2,2	29%	Custo de produção (USD/boe)	9,6	9,3	(0,2)	(3%)
15,8	18,8	14,8	(4,0)	(21%)	Amortizações⁴ (USD/boe)	17,6	15,4	(2,3)	(13%)
48	119	86	(33)	(27%)	Ebitda RCA	213	135	(78)	(37%)
70	63	63	(0)	(1%)	Depreciações e Amortizações ⁴	114	133	19	17%
-	-	(0)	s.s.	s.s.	Provisões	-	(0)	s.s.	s.s.
(22)	56	24	(32)	(57%)	Ebit RCA	99	2	(97)	(98%)
(31)	25	(62)	(87)	s.s.	Ebit IFRS	14	(93)	(107)	s.s.
3	1	8	7	s.s.	Resultados de Empresas associadas E&P	9	11	2	21%

¹ Inclui produção de gás natural exportada; exclui gás natural consumido ou injetado.² Preço médio de venda da produção da Galp, incluindo efeitos de variação de produção.³ Com base na produção proveniente do Brasil.⁴ Inclui provisões para abandono.

Atividade

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2016, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 25% face ao período homólogo de 2015, para 54,7 kboepd, dos quais 94% corresponderam a produção de petróleo.

A produção proveniente do Brasil aumentou 11,5 kboepd face ao período homólogo, para 45,0 kboepd. O aumento verificado deveu-se essencialmente à contribuição das FPSO #4 e #5, que no período registaram uma produção média de 7,6 kbopd e 5,9 kbopd, respetivamente. De referir que a produção no trimestre foi impactada por paragens para manutenção, em abril, nas unidades #1 e #2. A exportação de gás manteve-se estável em 3,1 kboepd, dos quais 2,6 kboepd foram provenientes do campo Lula.

Em Angola, a produção *working interest* foi de 9,7 kbopd, uma descida de 6% face ao período homólogo de 2015, uma vez que o aumento de produção no bloco 14k não foi suficiente para mitigar a redução verificada nos campos Tômbua-Landana (TL) e BBLT.

A produção *net entitlement* foi de 52,2 kboepd, um aumento de 28% face ao segundo trimestre de 2015, evolução em linha com a produção *working interest*. Em Angola, a produção *net entitlement* desceu apenas 3%, tendo beneficiado do aumento das taxas de produção disponíveis sob o *cost oil*, mecanismo dos contratos de partilha de produção (PSA).

A produção proveniente do Brasil representou 86% do total da produção *net entitlement* no período.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2016, a produção *working interest* foi de 55,5 kboepd, um aumento de 30% face ao período homólogo de 2015, que se deveu sobretudo à entrada em produção das

unidades #4 e #5, e ao aumento de produção da FPSO #3 no Brasil.

A produção *net entitlement* aumentou 33% relativamente ao primeiro semestre de 2015, para 53,0 kboepd.

Resultados

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2016, o Ebitda RCA foi de €86 m, um decréscimo de €33 m face ao período homólogo de 2015, não tendo o aumento de produção sido suficiente para compensar a redução verificada no preço médio de venda de petróleo e gás natural.

imparidade no bloco 14/14k em Angola, na sequência da decisão de redução das atividades de perfuração. O Ebit IFRS foi negativo em €62 m.

O preço médio de venda foi de \$38,3/boe, face a \$53,0/boe registados no período homólogo de 2015.

Os resultados das empresas associadas afetas às atividades de E&P foram de €8 m, registando o crescimento dos serviços prestados pela Tupi BV ao consórcio do BM-S-11.

Os custos de produção foram de cerca de €41 m no trimestre, um aumento de €16 m face ao período homólogo de 2015, na sequência da entrada em produção das FPSO #4 e #5 no Brasil. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção aumentaram \$2,2/boe face ao trimestre homólogo de 2015, situando-se em \$9,8/boe, traduzindo o aumento da base de custos e o menor efeito de diluição da produção, por sua vez devido a atividades de manutenção.

Primeiro semestre

No primeiro semestre, o Ebitda RCA diminuiu €78 m face ao período homólogo para €135 m, o que se deveu à diminuição do preço médio de venda, e apesar do aumento verificado na produção *net entitlement*.

No segundo trimestre de 2016, as amortizações (incluindo provisões para abandono) situaram-se nos €62 m, em linha relativamente ao período homólogo de 2015. Apesar do aumento da base de ativos do Brasil, verificou-se uma redução das provisões de abandono em Angola na sequência da revisão dos custos de desmobilização. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias desceram de \$18,8/boe para \$14,8/boe no segundo trimestre de 2016.

O preço médio de venda foi de \$32,1/boe, face a \$51,8/boe no primeiro semestre de 2015.

Os custos de produção foram de €81 m no período, um aumento de €19 m face ao período homólogo de 2015 impactado pelo maior número de unidades em operação no Brasil. Em termos unitários, os custos de produção desceram face ao primeiro semestre de 2015, para \$9,3/boe.

Desta forma, o Ebit RCA foi de €24 m, face a €56 m no segundo trimestre de 2015. Os eventos não recorrentes atingiram os €86 m, dos quais cerca de €76 m foram relativos a uma

As amortizações (incluindo provisões de abandono) aumentaram cerca de €19 m face ao primeiro semestre de 2015, para €133 m, na sequência do aumento da base de ativos no Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de \$15,4/boe, face a \$17,6/boe no período homólogo de 2015.

O Ebit RCA foi de €2 m no período, uma redução de €97 m face ao primeiro semestre de 2015, enquanto o Ebit IFRS foi negativo em €93 m. Os eventos não recorrentes de €95 m incluem a

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

imparidade registada no segundo trimestre no bloco 14/14k.

No primeiro semestre de 2016, a contribuição das empresas associadas afetas às atividades de

E&P aumentou €2 m face ao período homólogo de 2015, para €11 m.

5. Refinação & Distribuição

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Primeiro Semestre			
1T16	2T15	2T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
4,1	7,3	4,6	(2,7)	(37%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	6,6	4,3	(2,3)	(35%)
2,0	1,4	1,7	0,3	25%	Custo <i>cash</i> das refinarias¹ (USD/boe)	1,6	1,8	0,3	17%
0,1	(1,1)	(0,0)	1,1	98%	Impacto da cobertura da margem de refinação² (USD/boe)	(0,9)	0,1	0,9	s.s.
25,2	29,8	26,3	(3,5)	(12%)	Matérias-primas processadas (mmboe)	56,0	51,5	(4,5)	(8%)
23,9	26,3	23,2	(3,1)	(12%)	Crude processado (mmbbl)	49,5	47,1	(2,3)	(5%)
4,2	4,7	4,6	(0,2)	(4%)	Vendas de produtos refinados (mt)	9,1	8,7	(0,4)	(4%)
2,1	2,3	2,3	(0,1)	(2%)	Vendas a clientes diretos (mt)	4,6	4,4	(0,2)	(3%)
148	230	143	(87)	(38%)	Ebitda RCA	373	291	(82)	(22%)
65	69	65	(4)	(5%)	Depreciações e Amortizações	137	130	(7)	(5%)
5	(6)	7	13	s.s.	Provisões	4	12	9	s.s.
78	167	71	(96)	(58%)	Ebit RCA	233	149	(84)	(36%)
(47)	185	103	(82)	(44%)	Ebit IFRS	144	56	(88)	(61%)
1	(1)	(0)	1	75%	Resultados de Empresas associadas R&D	0	0	0	s.s.

¹ Excluindo impacto das operações de cobertura da margem de refinação.

² Impacto em Ebitda.

Atividade

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2016, o negócio de refinação processou cerca de 26,3 milhões de barris (mmboe) de matérias-primas, uma diminuição de 12% face ao período homólogo de 2015. Esta redução da utilização do aparelho refinador deveu-se ao contexto de menores margens de refinação no mercado internacional, mas também a paragens planeadas para manutenção de algumas unidades em Matosinhos. O crude representou 88% das matérias-primas processadas, 81% dos quais corresponderam a crudes médios e pesados.

A gasolina representou 25% da produção, um aumento de 2 p.p. face ao período homólogo, enquanto os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 48% da produção total, um

aumento de 1 p.p. no período. Os consumos e quebras representaram 8% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,3 mt, uma redução de 2% face ao segundo trimestre de 2015, refletindo a migração de volumes para clientes com maior margem na atividade de trading. O volume de vendas em África representou cerca de 8% do volume total de vendas a clientes diretos, um contributo em linha com o período homólogo de 2015.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2016, foram processados cerca de 51,5 mmboe de matérias-primas, uma diminuição de 8% face ao igual

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

período de 2015. Esta redução refletiu a paragem planeada do *hydrocracker* em Sines no primeiro trimestre e a paragem planeada para manutenção de várias unidades em Matosinhos no segundo trimestre. O crude representou 92% das matérias-primas processadas, 78% dos quais corresponderam a crudes médios e pesados.

A gasolina representou 25% da produção, um aumento de 3 p.p. face ao período homólogo, enquanto os destilados médios representaram

46% da produção total. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 4,4 mt, uma redução de 3% face ao primeiro semestre de 2015, impactado pela otimização do portefólio de clientes. O volume de vendas em África representou 8% do total de vendas a clientes diretos.

Resultados

Segundo trimestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D diminuiu para os €143 m no segundo trimestre de 2016, refletindo a descida das margens de refinação nos mercados internacionais.

Durante o trimestre, a margem de refinação da Galp foi de \$4,6/boe, face a \$7,3/boe no período homólogo. O diferencial face à margem *benchmark* foi de \$1,7/boe, tendo a Empresa beneficiado da arbitragem de preços de gasolina entre os EUA e a Europa. A descida do diferencial face ao período homólogo deveu-se ao maior desconto de outras matérias-primas face ao Brent durante o segundo trimestre de 2015.

Os custos *cash* operacionais das refinarias aumentaram €3 m para os €40 m, devido aos maiores custos com trabalhos de manutenção no período, face ao segundo trimestre de 2015. Em termos unitários, os custos *cash* aumentaram \$0,3/boe para os \$1,7/boe.

As operações de cobertura da margem de refinação tiveram um impacto neutro em Ebitda durante o período, face a uma perda de €30 m no período homólogo.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo para os resultados apesar de se ter registado uma ligeira redução dos volumes vendidos durante o período.

As amortizações e provisões aumentaram €9 m para os €72 m, essencialmente devido ao reforço

das provisões relativas a clientes de cobrança duvidosa. O Ebit RCA atingiu os €71 m.

O Ebit IFRS diminuiu €82 m no período para os €103 m. O efeito *stock* foi positivo em €38 m e os eventos não recorrentes de €6 m estavam sobretudo relacionados com custos de reestruturação.

Primeiro semestre

O negócio de R&D registou um Ebitda RCA de €291 m no primeiro semestre de 2016, um decréscimo de €82 m face ao período homólogo de 2015.

No primeiro semestre de 2016, a margem de refinação da Galp foi de \$4,3/boe, face a \$6,6/boe no igual período de 2015, reflexo das margens de refinação nos mercados internacionais. O diferencial face à margem *benchmark* foi de \$1,2/boe, em linha com o período homólogo, também impactado por paragens em algumas unidades.

Os custos *cash* operacionais das refinarias aumentaram €6 m para os €85 m, devido ao maior custo das operações de manutenção em 2016. Em termos unitários, os custos *cash* situaram-se em \$1,8/boe.

As operações de cobertura tiveram um impacto positivo de €3 m no Ebitda do semestre.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve uma contribuição estável para os resultados.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

As amortizações e provisões totalizaram €142 m, em linha com o registado no primeiro semestre de 2015.

O Ebit RCA atingiu os €149 m e o Ebit IFRS diminuiu €88 m no período, para os €56 m. O

efeito *stock* foi negativo em €71 m e os eventos não recorrentes atingiram os €23 m, sobretudo relacionados com imparidades sobre equipamentos na atividade de refinação e com custos de reestruturação.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

**6. Gas & Power**

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Primeiro Semestre			
1T16	2T15	2T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
1.860	1.869	1.593	(276)	(15%)	Vendas totais de gás natural (mm³)	4.064	3.454	(610)	(15%)
901	919	882	(37)	(4%)	Vendas a clientes diretos (mm ³)	1.918	1.782	(136)	(7%)
960	951	712	(239)	(25%)	Trading (mm ³)	2.146	1.672	(474)	(22%)
1.192	1.120	1.229	109	10%	Vendas de eletricidade (GWh)	2.247	2.421	174	8%
90	89	97	9	10%	Ebitda RCA	220	187	(33)	(15%)
60	55	61	6	11%	Gás Natural	153	121	(32)	(21%)
32	32	33	1	2%	Infraestruturas	66	65	(1)	(1%)
(3)	2	4	2	s.s.	Power	1	1	(0)	(0%)
15	17	15	(3)	(15%)	Depreciações e Amortizações	32	30	(3)	(8%)
0	(2)	1	3	s.s.	Provisões	2	1	(1)	(40%)
75	73	81	8	11%	Ebit RCA	185	156	(29)	(16%)
69	66	82	16	24%	Ebit IFRS	168	151	(18)	(10%)
18	17	17	0	0%	Resultados de Empresas associadas G&P	34	34	0	0%

Atividade**Segundo trimestre**

No segundo trimestre de 2016, o total de volumes vendidos de gás natural situou-se em 1.593 mm³, uma diminuição de 15% face ao segundo trimestre de 2015, devido sobretudo à descida dos volumes vendidos no segmento de trading.

Durante o período, foram efetuadas seis operações de trading de GNL, destinadas principalmente ao mercado asiático, face a oito verificadas no período homólogo. Os volumes de trading de rede também desceram, de 291 mm³ para os 208 mm³.

As vendas a clientes diretos desceram 4%, o que se deveu sobretudo à redução de 9% dos volumes vendidos no segmento elétrico, que atingiram os 240 mm³. Esta descida foi consequência do maior recurso à energia hidráulica na Península Ibérica.

Os volumes vendidos no mercado convencional, ou seja, nos segmentos industrial e de retalho, mantiveram-se em linha com o período homólogo.

As vendas de eletricidade foram de 1.229 GWh, registando um aumento de 109 GWh face ao segundo trimestre de 2015. Tal deveu-se principalmente à subida de 71 GWh das vendas de eletricidade à rede, que haviam sido afetadas por uma paragem na cogeração de Sines no período homólogo.

Primeiro semestre

As vendas de gás natural no primeiro semestre de 2016 foram de 3.454 mm³, uma diminuição de 15% face ao período homólogo, o que refletiu a descida dos volumes no segmento de trading.

Os volumes vendidos naquele segmento desceram 22%, reflexo das menores oportunidades no mercado internacional. Foram efetuadas 14 operações de trading de GNL, menos quatro que no primeiro semestre de 2015.

Os volumes vendidos a clientes diretos também desceram 7%, tendo sido impactados pelos menores volumes vendidos no segmento industrial no primeiro trimestre de 2016.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

As vendas de eletricidade totalizaram 2.421 GWh, um aumento de 174 GWh face ao período

homólogo, devido principalmente ao aumento da atividade de comercialização.

Resultados

Segundo trimestre

O negócio de G&P registou um Ebitda RCA de €97 m, um aumento de €9 m em relação ao período homólogo, beneficiando da otimização do aprovisionamento na atividade de gás natural e apesar dos menores volumes vendidos.

O Ebitda do segmento de gás natural aumentou €6 m face ao segundo trimestre de 2015 para os €61 m.

O Ebitda da atividade de infraestruturas reguladas manteve-se estável em €33 m.

O Ebitda da atividade de power foi de €4 m, uma melhoria de €2 m face ao período homólogo de 2015. Este aumento deveu-se principalmente ao melhor desempenho operacional da cogeração de Sines e ao facto de, no segundo trimestre de 2015, a atividade ter sido impactada pelo desfasamento temporal no indexante do preço de compra do gás natural.

O Ebit RCA situou-se nos €81 m, um aumento de 11% face ao segundo trimestre de 2015, enquanto o Ebit IFRS atingiu os €82 m, face a €66 m no período homólogo. O efeito *stock* foi negativo em €2 m e os eventos não recorrentes situaram-se em -€3 m.

Os resultados de empresas associadas, nomeadamente as participações detidas em gasodutos internacionais, mantiveram a sua contribuição de €17 m.

Primeiro semestre

O Ebitda do segmento de G&P diminuiu €33 m no primeiro semestre de 2016, para os €187 m, na sequência de menores resultados da atividade de gás natural.

O Ebitda do segmento de gás natural diminuiu 21% para os €121 m, devido aos menores volumes vendidos, nomeadamente no mercado internacional.

O negócio de infraestruturas reguladas manteve uma contribuição estável para os resultados de €65 m.

O Ebitda do negócio de power manteve-se estável em €1 m.

As depreciações e amortizações no negócio de G&P situaram-se nos €30 m, em linha com o período homólogo.

O Ebit RCA situou-se nos €156 m, uma diminuição de €29 m face ao primeiro semestre de 2015, e foi impactado por um efeito *stock* negativo de €8 m e eventos não recorrentes de -€3 m. O Ebit IFRS atingiu os €151 m, face a €168 m no período homólogo.

Os resultados de empresas associadas relativas ao negócio de G&P mantiveram a sua contribuição estável de €34 m para os resultados no primeiro semestre.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

7. Informação financeira

7.1. Demonstração de resultados

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Primeiro Semestre			
1T16	2T15	2T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
2.829	4.247	3.267	(981)	(23%)	Vendas e prestações de serviços	8.179	6.095	(2.083)	(25%)
(2.155)	(3.432)	(2.554)	(878)	(26%)	Custo das mercadorias vendidas	(6.606)	(4.710)	(1.897)	(29%)
(313)	(299)	(310)	11	4%	Fornecimentos e serviços externos	(609)	(623)	15	2%
(75)	(73)	(73)	0	0%	Custos com pessoal	(156)	(148)	(8)	(5%)
8	4	8	4	s.s.	Outros proveitos (custos) operacionais	15	16	2	11%
293	447	337	(110)	(25%)	Ebitda RCA	822	631	(192)	(23%)
164	466	366	(100)	(21%)	Ebitda IFRS	725	530	(195)	(27%)
(151)	(147)	(144)	(4)	(3%)	Depreciações e Amortizações	(282)	(295)	13	4%
(5)	4	(8)	13	s.s.	Provisões	(9)	(13)	5	50%
137	304	185	(119)	(39%)	Ebit RCA	531	323	(209)	(39%)
(3)	284	131	(152)	(54%)	Ebit IFRS	341	128	(213)	(62%)
21	17	24	7	42%	Resultados de empresas associadas	43	45	2	5%
3	(10)	15	26	s.s.	Resultados financeiros	(60)	18	78	s.s.
162	311	224	(86)	(28%)	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam	514	386	(128)	(25%)
(39)	(107)	(79)	(28)	(26%)	Impostos ¹	(179)	(118)	(60)	(34%)
(9)	(15)	(12)	(2)	(16%)	Interesses que não controlam	(26)	(21)	(5)	(19%)
114	189	133	(56)	(29%)	Resultado líquido RCA	310	247	(63)	(20%)
(80)	(96)	(98)	3	3%	Eventos não recorrentes	(170)	(178)	8	5%
34	93	35	(58)	(63%)	Resultado líquido RC	140	69	(71)	(51%)
(92)	17	31	14	80%	Efeito <i>stock</i>	(69)	(61)	(8)	(12%)
(58)	110	66	(45)	(40%)	Resultado líquido IFRS	71	8	(63)	(89%)

¹ Inclui Participação Especial a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola.

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2016, as vendas e prestações de serviços situaram-se nos €3.267 m, uma redução de 23% face ao período homólogo de 2015, que se deveu principalmente ao decréscimo das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos no mercado internacional, mas devido também aos menores volumes vendidos, principalmente no negócio de G&P.

Os custos operacionais desceram 23% face ao segundo trimestre de 2015 para €2.929 m, devido ao decréscimo de 26% do custo das mercadorias vendidas. Os custos com fornecimentos e serviços externos aumentaram 4%, incluindo custos com a reparação e

manutenção de equipamentos e custos relacionados com a atividade de comercialização de produtos petrolíferos. Os custos com pessoal mantiveram-se estáveis face ao segundo trimestre de 2015.

O Ebitda RCA registou um decréscimo de 25% no período para os €337 m, na sequência da menor contribuição dos negócios de R&D e E&P. O Ebitda IFRS também desceu €100 m, situando-se em €366 m.

O Ebit RCA foi de €185 m, uma descida de €119 m relativamente ao período homólogo de 2015, enquanto o Ebit IFRS desceu €152 m e atingiu os €131 m.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

Os resultados de empresas associadas foram de €24 m, face a €17 m no período homólogo, sobretudo na sequência do maior contributo das empresas relativas ao negócio de E&P, nomeadamente ao desenvolvimento do bloco BM-S-11 no Brasil.

Os resultados financeiros foram positivos em €15 m, devido a um ganho de €23 m nas operações *mark-to-market* sobretudo relacionadas com a cobertura da margem de refinação, comparativamente a uma perda de €4 m no período homólogo.

Os juros financeiros líquidos desceram €4 m face ao segundo trimestre de 2015, situando-se nos €28 m, refletindo o menor custo da dívida.

Os impostos RCA desceram €28 m para os €79 m, consequência dos menores resultados nos negócios de E&P e R&D. Os impostos sobre a

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2016, as vendas e prestações de serviços decresceram 25% face ao período homólogo para os €6.095 m, devido principalmente à descida das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos, mas devido também aos menores volumes vendidos nos negócios de R&D e G&P.

Os custos operacionais desceram 26% no período e situaram-se em €5.465 m, sobretudo devido ao decréscimo de 29% do custo das mercadorias vendidas.

O Ebitda RCA foi de €631 m, menos 23% que no primeiro semestre de 2015, com uma menor contribuição de todos os segmentos de negócio. O Ebitda IFRS situou-se em €530 m, uma redução de €195 m face ao período homólogo.

Desta forma, o Ebit RCA também desceu, atingindo os €323 m, enquanto o Ebit IFRS desceu €213 m e atingiu os €128 m.

Os resultados de empresas associadas foram de €45 m, face a €43 m no período homólogo, na

produção de petróleo resultantes da atividade de E&P desceram €6 m para €25 m.

Os interesses que não controlam, principalmente atribuíveis à participação da Sinopec na Petrogal Brasil, desceram para €12 m, na sequência dos menores resultados gerados nesta atividade.

O resultado líquido RCA totalizou €133 m, menos €56 m do que no período homólogo, incluindo um efeito *stock* positivo de €31 m e também eventos não recorrentes de €98 m, sobretudo relacionados com o negócio de E&P, nomeadamente com a imparidade registada em Angola, no seguimento da decisão sobre a paragem das atividades de perfuração no bloco 14/14k. O resultado líquido IFRS foi de €66 m.

sequência do maior contributo das empresas relativas ao negócio de E&P.

Os resultados financeiros foram positivos em €18 m, face a uma perda de €60 m no período homólogo de 2015, devido essencialmente a um ganho de €44 m nas operações *mark-to-market*, principalmente relacionadas com a cobertura da margem de refinação, o que compara com uma perda de €22 m no período homólogo.

Os juros financeiros líquidos também registaram uma melhoria de €9 m para os €55 m.

Os impostos RCA desceram €60 m para os €118 m, consequência dos menores resultados gerados.

Os interesses que não controlam, principalmente atribuíveis à Sinopec, desceram €5 m para €21 m.

O resultado líquido RCA totalizou €247 m, menos €63 m do que no período homólogo, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €8 m.

O efeito *stock* foi negativo em €61 m e os eventos não recorrentes, de €178 m, incluíam

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

não só a imparidade registada no contexto de E&P no segundo trimestre de 2016, mas também a contabilização em Portugal da Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE), que afeta os negócios de R&D e G&P.

A CESE impactou negativamente os resultados em IFRS em cerca de €51 m, dos quais €27 m relativos à CESE I, cujo impacto anual foi contabilizado na sua totalidade no primeiro

trimestre do ano. A contabilização efetuada em relação à CESE decorre da estrita aplicação dos normativos contabilísticos, entendendo a Galp, com base na opinião dos mais reputados juristas nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo os montantes em causa exigíveis.

7.2. Investimento

€ m

Trimestre						Primeiro Semestre			
1T16	2T15	2T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
316	285	245	(41)	(14%)	Exploração & Produção	558	561	3	0%
10	32	12	(21)	(64%)	Atividades de exploração e avaliação	69	21	(47)	(69%)
306	253	233	(20)	(8%)	Atividades de desenvolvimento e produção	489	540	50	10%
23	21	35	14	67%	Refinação & Distribuição	26	59	33	s.s.
3	5	7	1	19%	Gas & Power	9	9	1	9%
1	0	0	(0)	(54%)	Outros	3	1	(2)	(77%)
343	313	287	(26)	(8%)	Investimento	596	630	34	6%

Segundo trimestre

O investimento no segundo trimestre de 2016 foi de €287 m, com o negócio de E&P a representar 85% do total.

Neste negócio, o investimento foi maioritariamente alocado a atividades de desenvolvimento e produção (D&P), nomeadamente ao desenvolvimento do bloco BM-S-11, no Brasil, que representou 76% do investimento em atividades de D&P. As atividades no bloco 32, em Angola, representaram cerca de 18% daquele total.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €42 m, mais €15 m do que no segundo

trimestre de 2015. Para este aumento contribuiu o investimento em atividades de manutenção na refinaria de Matosinhos.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2016, o investimento totalizou €630 m, 89% dos quais alocados ao negócio de E&P.

As atividades de D&P representaram 96% do investimento do negócio de E&P, tendo o investimento no Brasil representado cerca de 75% daquele total.

O investimento nas atividades de *downstream* e gás atingiu os €68 m, incluindo investimento na manutenção planeada nas refinarias.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

7.3. Cash flow**Método indireto**

€ m (valores em IFRS)

Trimestre				Primeiro Semestre	
1T16	2T15	2T16		2015	2016
(3)	284	131	Ebit	341	128
-	37	25	Dividendos de empresas associadas	37	25
162	180	221	Depreciações e amortizações	368	383
141	11	(8)	Variação de fundo de maneió	117	133
300	512	369	Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais	863	669
(343)	(245)	(269)	Investimento líquido	(547)	(612)
(28)	(32)	(28)	Juros pagos e recebidos	(64)	(55)
(25)	(34)	(55)	Impostos de sociedades e tributação especial	(67)	(80)
-	(145)	(175)	Dividendos pagos	(145)	(175)
50	(33)	141	Outros ¹	151	191
45	(24)	16	Variação da dívida líquida	(191)	61

¹ Inclui CTAs (Cumulative Translation Adjustment) e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

Segundo trimestre

Durante o segundo trimestre de 2016, a dívida líquida aumentou apenas €16 m, apesar do aumento dos dividendos pagos.

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais atingiu os €369 m, beneficiando da performance operacional de todos os segmentos de negócio e da estabilidade do fundo de maneió.

O *cash flow* no período inclui o reembolso de €66 m relativo ao empréstimo concedido à Sinopec.

Primeiro semestre

Durante o primeiro semestre de 2016, a dívida líquida aumentou €61 m face ao final de 2015, devido ao aumento do investimento e dos dividendos no período.

A geração de *cash flow* pelas atividades operacionais beneficiou do desinvestimento em fundo de maneió, que se deveu sobretudo à desvalorização de *stocks* no primeiro trimestre de 2016.

O reembolso relativo ao empréstimo concedido à Sinopec totalizou €134 m no período.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

Método direto

€ m

Trimestre				Primeiro Semestre	
1T16	2T15	2T16		2015	2016
1.045	1.010	954	Caixa e equivalentes no início do período¹	1.023	1.045
3.265	4.671	3.762	Recebimento de clientes	9.094	7.027
(1.836)	(2.900)	(2.226)	Pagamento a fornecedores	(5.854)	(4.062)
(76)	(99)	(106)	Salários e encargos	(176)	(182)
-	37	25	Dividendos de empresas associadas	37	25
(604)	(798)	(649)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(1.314)	(1.253)
(380)	(448)	(410)	IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros	(905)	(790)
369	463	395	Total de fluxos operacionais	882	764
(379)	(220)	(273)	Investimento líquido	(574)	(652)
(52)	(26)	(32)	Juros pagos e recebidos	(71)	(84)
-	(145)	(175)	Dividendos pagos	(145)	(175)
(25)	(34)	(55)	Impostos de sociedades e tributação especial	(67)	(80)
(44)	126	(86)	Empréstimos pagos e recebidos	(89)	(130)
68	51	66	Reembolsos da Sinopec	129	134
(28)	(57)	60	Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	82	32
954	1.169	856	Caixa e equivalentes no final do período¹	1.169	856

¹ Os valores de caixa e equivalentes diferem dos apresentados no Balanço por imposição normativa (IAS 7). A diferença consiste na classificação dos descobertos bancários que no Mapa de Fluxos de Caixa são por dedução de caixa e equivalentes, enquanto no Balanço são considerados dívida.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

7.4. Situação financeira

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2015	31 março, 2016	30 junho, 2016 (antes de reclassificação GGND) ¹	30 junho, 2016	Var. vs 31 dez., 2015	Var. vs 31 mar., 2016
Ativo fixo líquido	7.892	8.077	8.439	7.304	(588)	(773)
Fundo de maneiio	510	369	377	365	(145)	(4)
Empréstimo à Sinopec	723	627	576	576	(147)	(50)
Outros ativos (passivos)	(515)	(573)	(624)	(335)	180	238
Ativos/Passivos não correntes detidos para venda	-	-	-	842	842	842
Capital empregue	8.610	8.499	8.768	8.752	142	253
Dívida de curto prazo	493	485	751	736	243	250
Dívida de médio-longo prazo	3.060	3.015	2.702	2.667	(393)	(348)
Dívida total	3.552	3.500	3.453	3.402	(150)	(98)
Caixa e equivalentes	1.130	1.033	970	935	(195)	(98)
Dívida líquida²	2.422	2.467	2.483	2.467	45	(0)
Total do capital próprio	6.188	6.032	6.285	6.285	97	253
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.610	8.499	8.768	8.752	142	253

¹ Não considera Ativos/Passivos não correntes detidos para venda, de forma a serem comparáveis com os períodos anteriores. ² Dívida líquida a 30 junho 2016 não inclui dívida líquida da GGND (€16 m), considerada na linha Ativos/Passivos não correntes detidos p/ venda.

A coluna a 30 de junho de 2016 antes da reclassificação relativa à GGND foi preparada na mesma base que a 31 de dezembro e 31 de março, de forma a tornar os períodos comparáveis. Desta forma, o ativo fixo líquido era de €8.439 m, um aumento de €362 m face ao final de março. O investimento em curso, sobretudo relativo ao negócio de E&P, totalizava €2.347 m.

Considerando o montante de €842 m em ativos/passivos não correntes detidos para venda, relativos à subsidiária GGND, o ativo fixo líquido no final do trimestre era de €7.304 m.

Após conclusão da transação, a Galp deixará de consolidar integralmente a GGND.

7.5. Dívida financeira

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2015	31 março, 2016	30 junho, 2016	Var. vs 31 dez., 2015	Var. vs 31 mar., 2016
Obrigações	2.154	2.155	2.134	(20)	(21)
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.398	1.345	1.268	(130)	(77)
Caixa e equivalentes	(1.130)	(1.033)	(935)	195	98
Dívida líquida¹	2.422	2.467	2.467	45	(0)
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec²	1.699	1.841	1.891	192	50
Vida média (anos)	3,1	2,9	2,7	(0,3)	(0,1)
Taxa de juro média da dívida	3,8%	3,5%	3,5%	(0,2 p.p.)	(0,0 p.p.)
Dívida líquida para Ebitda ³	1,2x	1,4x	1,6x	-	-

¹ Dívida líquida a 30 junho de 2016, não inclui dívida líquida da GGND (€16 m)

² Dívida líquida de €1.891 m a 30 de junho ajustada do empréstimo concedido à Sinopec de €576 m.

³ A 30 de junho de 2016, rácio considera a dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec de €576 m, adicionado dos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €169 m, sendo o Ebitda RCA dos últimos 12 meses €1.323 m.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

A 30 de junho de 2016, a dívida líquida situava-se em €2.467 m, em linha com o final de março. Este montante exclui a dívida líquida relativa a ativos disponíveis para venda, de €16 m.

Considerando como caixa e equivalentes o saldo de €576 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no final do trimestre situava-se em €1.891 m, resultando um rácio de dívida líquida para Ebitda de 1,6x. Este rácio considera ainda o valor correspondente aos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, com saldo de €169 m no final do período.

Durante o segundo trimestre de 2016, a taxa de juro média da dívida era de 3,5%, com 43% do total da dívida contratada a taxa fixa.

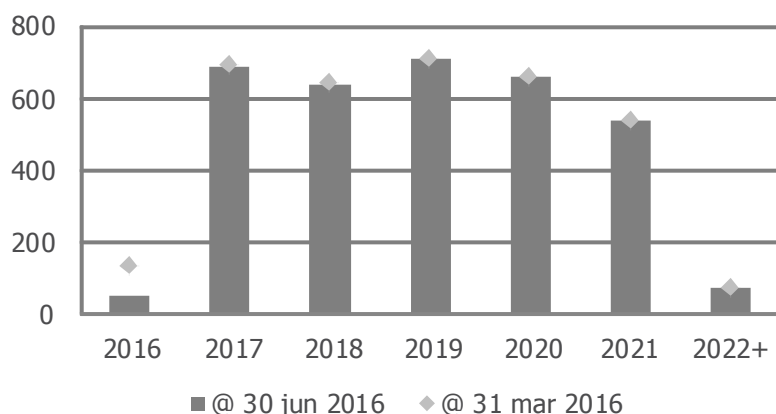
O prazo médio da dívida era de 2,7 anos, sendo que a dívida de médio e longo prazo representava 78% do total.

A 30 de junho de 2016, cerca de 60% do total da dívida tinha vencimento a partir de 2019.

No final do segundo trimestre de 2016, a Galp detinha cerca de €1,2 bn de linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 60% encontrava-se garantido contratualmente.

Perfil de reembolso da dívida

€ m



7.6. Vendas e prestações de serviços RCA por negócio

€ m

Trimestre						Primeiro Semestre			
1T16	2T15	2T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
2.829	4.247	3.267	(981)	(23%)	Vendas e prestações de serviços RCA	8.179	6.095	(2.083)	(25%)
111	183	165	(18)	(10%)	Exploração & Produção ¹	327	276	(50)	(15%)
2.167	3.332	2.657	(675)	(20%)	Refinação & Distribuição	6.192	4.824	(1.368)	(22%)
676	784	545	(240)	(31%)	Gas & Power	1.810	1.221	(589)	(33%)
28	31	31	0	0%	Outros	60	59	(1)	(2%)
(154)	(83)	(131)	48	58%	Ajustamentos de consolidação	(210)	(284)	74	35%

¹ Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €162 m no segundo trimestre de 2016 e de €284 m no primeiro semestre de 2016.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

7.7. Reconciliação entre valores IFRS e valores *replacement cost* ajustadosEbitda *replacement cost* ajustado por segmento

€ m

Segundo Trimestre					2016	Primeiro Semestre				
Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
366	(36)	330	7	337	Galp	530	79	609	22	631
82	-	82	5	86	E&P	124	-	124	11	135
177	(38)	139	4	143	R&D	207	71	278	13	291
98	2	100	(2)	97	G&P	181	8	189	(2)	187
10	-	10	0	10	Outros	17	-	17	1	18

€ m

Segundo Trimestre					2015	Primeiro Semestre				
Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
466	(22)	444	3	447	Galp	725	91	816	6	822
115	-	115	4	119	E&P	209	-	209	4	213
257	(30)	227	4	230	R&D	293	74	367	6	373
85	8	93	(4)	89	G&P	206	17	223	(3)	220
9	-	9	(0)	9	Outros	17	-	17	(0)	17

Ebit *replacement cost* ajustado por segmento

€ m

Segundo Trimestre					2016	Primeiro Semestre				
Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
131	(36)	95	90	185	Galp	128	79	207	116	323
(62)	-	(62)	86	24	E&P	(93)	-	(93)	95	2
103	(38)	65	6	71	R&D	56	71	126	23	149
82	2	84	(3)	81	G&P	151	8	159	(3)	156
9	-	9	0	9	Outros	15	-	15	1	16

€ m

Segundo Trimestre					2015	Primeiro Semestre				
Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
284	(22)	262	42	304	Galp	341	91	433	99	531
25	-	25	31	56	E&P	14	-	14	84	99
185	(30)	155	12	167	R&D	144	74	218	15	233
66	8	75	(1)	73	G&P	168	17	186	(1)	185
8	-	8	(0)	8	Outros	15	-	15	(0)	15

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

7.8. Eventos não recorrentes

€ m

Trimestre				Primeiro Semestre	
1T16	2T15	2T16		2015	2016
15,0	2,9	7,0	Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda	6,2	22,0
0,1	(0,7)	(2,2)	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	(0,9)	(2,2)
(0,5)	(2,1)	(0,2)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(2,8)	(0,7)
0,0	0,3	0,6	<i>Write-off</i> ativos	0,3	0,6
-	3,7	-	Multas	3,7	-
-	(2,6)	-	Subsídios investimento	(2,6)	-
5,0	4,4	4,8	Custos com reestruturação - Pessoal	8,5	9,7
5,9	-	4,1	Indeminização Cessação Antecipada Contrato de Sondas	-	10,0
4,5	-	-	Custos com litigância	-	4,5
10,8	39,2	82,9	Eventos não recorrentes com impacto em custos <i>non cash</i>	92,4	93,7
0,1	6,6	5,4	Provisão para meio ambiente e outras	6,4	5,5
10,7	32,7	77,4	Provisão para Imparidade de ativos	86,0	88,2
14,1	64,4	5,3	Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros	64,4	19,4
14,1	15,4	5,3	Mais/menos valias com participações financeiras	15,4	19,4
-	48,9	0,0	Provisão para imparidade de investimento financeiro	48,9	0,0
39,8	(5,2)	3,4	Eventos não recorrentes com impacto em impostos	21,1	43,2
(5,4)	(17,6)	(2,4)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(31,7)	(7,8)
45,2	12,4	5,8	Imposto contribuição sector energético	52,8	51,0
(0,0)	(5,6)	(0,2)	Interesses que não controlam	(14,2)	(0,2)
79,8	95,7	98,4	Total de eventos não recorrentes	169,9	178,2

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

7.9. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€ m

Trimestre				Primeiro Semestre	
1T16	2T15	2T16		2015	2016
			Proveitos operacionais		
2.657	4.100	3.110	Vendas	7.881	5.766
172	148	157	Serviços prestados	298	329
18	24	34	Outros rendimentos operacionais	47	52
2.847	4.271	3.301	Total de proveitos operacionais	8.226	6.148
			Custos operacionais		
(2.270)	(3.411)	(2.518)	Inventários consumidos e vendidos	(6.698)	(4.788)
(324)	(299)	(314)	Materiais e serviços consumidos	(609)	(638)
(80)	(77)	(78)	Gastos com o pessoal	(164)	(158)
(9)	(19)	(25)	Outros gastos operacionais	(30)	(34)
(2.683)	(3.806)	(2.935)	Total de custos operacionais	(7.501)	(5.618)
164	466	366	Ebitda	725	530
(162)	(180)	(221)	Gastos com amortizações, depreciações, imparidades	(368)	(383)
(5)	(2)	(14)	Provisões e imparidade de contas a receber	(15)	(19)
(3)	284	131	Ebit	341	128
7	(47)	19	Resultados de empresas associadas	(21)	26
3	(10)	15	Resultados financeiros	(60)	18
6	7	5	Juros a receber	13	11
(34)	(38)	(33)	Juros a pagar	(78)	(67)
21	25	25	Capitalização juros	39	46
(7)	5	(0)	Diferenças de câmbio	(4)	(7)
22	(4)	23	<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	(22)	44
(5)	(4)	(4)	Outros custos/proveitos financeiros	(9)	(9)
7	226	165	Resultados antes de impostos	260	172
(11)	(94)	(82)	Impostos ¹	(125)	(93)
(45)	(12)	(6)	Imposto contribuição sector energético ²	(53)	(51)
(49)	119	78	Resultados antes de interesses que não controlam	82	29
(9)	(9)	(12)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(12)	(21)
(58)	110	66	Resultado líquido	71	8

¹ Inclui impostos relativos à atividade de produção de petróleo e gás natural, nomeadamente participação especial no Brasil e IRP em Angola.

² Inclui €26,7 m, €12,3 m e €12 m da CESE I, CESE II e ao Fondo Eficiência Energética, respetivamente, nos seis meses de 2016.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

7.10. Situação financeira consolidada

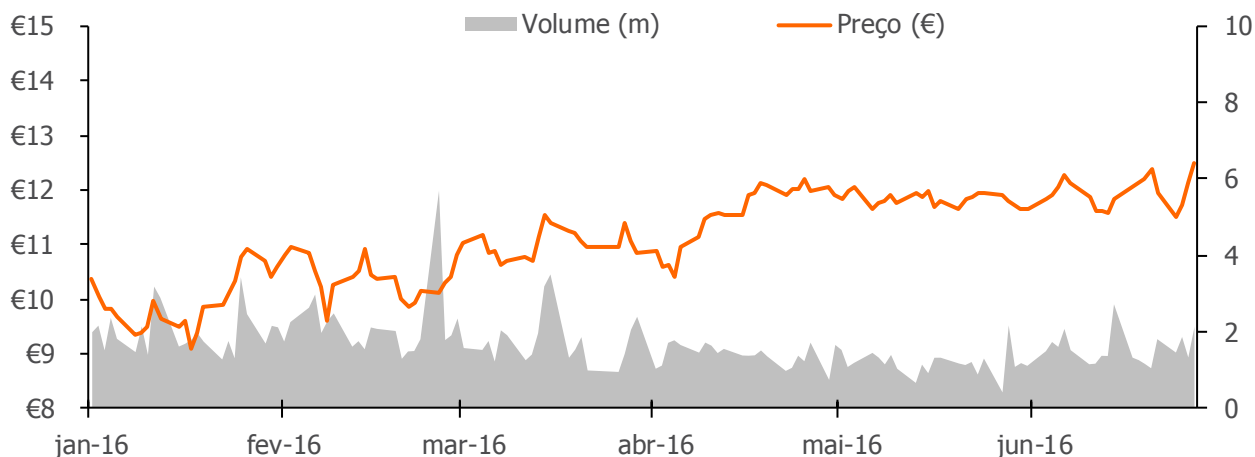
€ m

	31 dezembro 2015	31 março 2016	30 junho 2016
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	5.216	5.363	5.686
<i>Goodwill</i>	137	136	134
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.403	1.388	264
Participações financeiras em associadas	1.114	1.164	1.188
Participações financeiras em participadas	2	2	3
Outras contas a receber	322	308	253
Ativos por impostos diferidos	462	427	391
Outros investimentos financeiros	24	27	32
Total de ativos não correntes	8.681	8.817	7.952
Ativo corrente			
Inventários ²	873	733	694
Clientes	805	831	865
Outras contas a receber	577	598	625
Empréstimo Sinopec	723	627	576
Outros investimentos financeiros	4	11	25
Caixa e equivalentes	1.131	1.036	938
Sub-total de ativos correntes	4.112	3.835	3.723
Ativos não correntes detidos para venda	-	-	1.297
Total de ativos correntes	4.112	3.835	5.020
Total do ativo	12.793	12.652	12.972
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(0)	(79)	154
Outras reservas	2.684	2.684	2.684
Reservas de cobertura	(2)	(7)	(2)
Resultados acumulados	1.056	1.178	1.029
Resultado líquido do período	123	(58)	8
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.772	4.631	4.784
Interesses que não controlam	1.416	1.401	1.501
Total do capital próprio	6.188	6.032	6.285
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.151	1.105	1.005
Empréstimos obrigacionistas	1.908	1.910	1.661
Outras contas a pagar ³	551	550	299
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	422	421	340
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	109	93	92
Outros instrumentos financeiros	2	2	0
Provisões	429	457	450
Total do passivo não corrente	4.573	4.538	3.847
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	247	240	263
Empréstimos obrigacionistas	246	246	473
Fornecedores	656	658	717
Outras contas a pagar ⁴	844	896	858
Outros instrumentos financeiros	29	23	10
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	9	19	64
Sub-Total do passivo corrente	2.032	2.082	2.385
Passivos associados a ativos não correntes detidos para venda	-	-	455
Total do passivo corrente	2.032	2.082	2.841
Total do passivo	6.605	6.620	6.687
Total do capital próprio e do passivo	12.793	12.652	12.972

¹ Inclui contratos de concessão para a distribuição de gás natural.² Inclui €69 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 30 de junho de 2016.³ Inclui €169 m correspondente aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 30 de junho de 2016.⁴ Inclui €31,5 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 30 de junho de 2016.

8. Ação Galp

Evolução da cotação da ação Galp



Fonte: Euroinvestor.

Segundo trimestre

A ação da Galp encerrou o segundo trimestre com uma cotação de €12,50, tendo valorizado 13% no período.

Durante o segundo trimestre do ano, foram transacionados cerca de 90 m de ações em mercados regulamentados. O volume médio diário transacionado na Euronext Lisbon sido de 1,4 m de ações. No final do segundo trimestre de 2016, a capitalização bolsista da Galp situava-se nos €10,4 bn.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2016, a ação da Galp valorizou 17% face à cotação de fecho de 2015, tendo o volume transacionado atingido os 211 m de ações em mercados regulamentados.

O volume médio diário de ações transacionadas nos mercados regulamentados foi de 1,7 m de ações.

Principais indicadores			
	2015	2T16	1S16
Min (€)	7,81	10,31	9,03
Max (€)	12,48	12,50	12,50
Média (€)	10,17	11,76	11,10
Cotação de fecho (€)	10,72	12,50	12,50
Capitalização bolsista ¹ (€m)	8.890	10.366	10.366
Volume mercado regulamentado ² (m ações)	420,7	89,6	211,9
Volume médio por dia (m ações)	1,6	1,4	1,7

¹ Capitalização bolsista de acordo com o fecho do período.

² Volume transacionado na Euronext Lisbon.

9. Eventos subsequentes

No dia 28 de julho, a Galp Energia, SGPS, S.A. (Galp), através da sua subsidiária Galp Gas & Power, SGPS, S.A. (GGP), chegou a acordo com um consórcio liderado pela Marubeni Corporation, e com a participação da Toho Gas, para estabelecer uma parceria no negócio de infraestruturas reguladas de gás natural da Galp. O acordo prevê a aquisição por parte do consórcio de 22,5% do capital social da Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND), por um valor de €138 m, e a partilha de determinados direitos no governo desta sociedade.

Com base no preço acordado e os passivos associados, o valor implícito (EV) para 100% da

GGND é de c.€1,3 bn, equivalente a um prémio de 27% sobre a base de ativos regulados (RAB) e um múltiplo de EV de 11,5x o Ebitda expectável em 2016.

Previamente à conclusão da transação, a GGND irá financiar-se autonomamente de forma a reembolsar os empréstimos acionistas existentes atualmente, de €568 m, resultando num encaixe financeiro para a Galp de c.€700 m.

Após a conclusão, a Galp deixará de consolidar integralmente a GGND nas contas do Grupo.

10. Bases de apresentação da informação

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp relativas aos trimestres findos em 30 de junho de 2016 e 2015 e em 31 de março de 2016 foram elaboradas em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS). A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 30 de junho de 2016 e 2015 e 31 de março de 2016. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015.

As demonstrações financeiras da Galp são elaboradas de acordo com as IFRS e o custo das mercadorias vendidas e matérias-primas consumidas é valorizado a custo médio ponderado (CMP). A utilização deste critério de valorização pode originar volatilidade nos resultados em momentos de oscilação dos preços das mercadorias e das matérias-primas através de ganhos ou perdas em *stocks*, sem que tal traduza o desempenho operacional da Empresa. Este efeito é designado efeito *stock*.

Outro fator que pode influenciar os resultados da Empresa, sem ser um indicador do seu verdadeiro desempenho, é o conjunto de eventos de natureza não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação.

Com o objetivo de avaliar o desempenho operacional do negócio da Galp, os resultados

RCA excluem os eventos não recorrentes e o efeito *stock*, este último pelo facto de o custo das mercadorias vendidas e das matérias-primas consumidas ter sido apurado pelo método de valorização de custo de substituição designado *replacement cost* (RC).

Alterações recentes

Com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2016, as diferenças de câmbio operacionais são alocadas aos resultados operacionais de cada segmento de negócio. Até ao final de 2015, as diferenças de câmbio operacionais eram contabilizadas na rubrica de resultados financeiros.

Em consequência de uma interpretação contabilística da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) relativamente ao tratamento da CESE I, a Galp passou a reconhecer a totalidade do custo e o passivo respetivo no dia 1 de janeiro, em vez de efetuar o diferimento desse custo ao longo do ano.

Relativamente à contribuição para o sector energético em Espanha, para o Fondo Nacional de Eficiencia Energética, o impacto também foi reconhecido na sua totalidade no primeiro trimestre do ano.

Para efeitos de comparação, estas alterações foram repercutidas no ano de 2015.

11. Definições

Margem de refinação *benchmark*

A margem de refinação *benchmark* é calculada com a seguinte ponderação: 45% margem *hydrocracking* + 42,5% margem *cracking* + 7% Óleos Base + 5,5% aromáticos.

Margem *hydrocracking* de Roterdão

Margem *Hydrocracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated* Brent, +2,2% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +19,1% EuroBob NWE FOB Bg, +8,7% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +45,1% ULSD 10 ppm NWE CIF e +9,0% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$6,95/ton. Rendimentos mássicos.

Margem *cracking* de Roterdão

Margem *cracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated* Brent, +2,3% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +25,4% EuroBob NWE FOB Bg, +7,5% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +33,3% ULSD 10 ppm NWE CIF e +15,3% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,7%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,95/ton. Rendimentos mássicos.

Margem óleos base de Roterdão

Margem Óleos Base de Roterdão: -100% Arabian Light, +3,5% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +13% Nafta NWE FOB Bg., +4,4% Jet NWE CIF, +34% ULSD 10 ppm NWE CIF, +4,5% VGO 1,6% NWE FOB cg, +14,0% Óleos Base FOB, +26% HSFO 3,5% NWE Bg.; Consumos: -6,8% LSFO 1% CIF NWE.; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: 1\$/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Arabian Light Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,95/ton. Rendimentos mássicos.

Margem aromáticos de Roterdão

Margem aromáticos de Roterdão: -60% EuroBob NWE FOB Bg, - 40,0% Nafta NWE FOB Bg., + 37% Nafta NWE FOB Bg., + 16,5% EuroBob NWE FOB Bg + 6,5% Benzeno Roterdão FOB Bg + 18,5% Tolueno Roterdão FOB Bg + 16,6% Paraxileno Roterdão FOB Bg + 4,9% Ortoxileno Roterdão FOB Bg.; Consumos: - 18% LSFO 1% CIF NEW. Rendimentos mássicos.

Replacement cost (RC)

De acordo com este método, o custo das mercadorias vendidas é avaliado a *replacement cost*, isto é, à média do custo das matérias-primas no mês em que as vendas se realizam e independentemente das existências detidas no início ou no fim dos períodos. O *replacement cost* não é um critério aceite pelas IFRS, não sendo consequentemente adotado para efeitos de avaliação de existências e não refletindo o custo de substituição de outros ativos.

Replacement cost ajustado (RCA)

Além da utilização da metodologia *replacement cost*, os itens RCA excluem determinados eventos de caráter não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação, que podem afetar a análise dos resultados da Empresa e que não traduzem o seu desempenho operacional regular.

Resultados segundo trimestre 2016

29 de julho 2016

ABREVIATURAS**APETRO:** Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas**bbl:** barril de petróleo**BBLT:** Benguela-Belize-Lobito-Tomboco**bcm:** *billion cubic metres*, ou seja, mil milhões de metros cúbicos**Bg:** *Barges***BJC:** BJC Heavy Industries Plc.**bn:** *billion*, ou seja, mil milhões**boe:** barris de petróleo equivalente**CESE:** Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético**Cg:** *Cargoes***CIF:** *Costs, Insurance and Freight***CMP:** custo médio ponderado**CMVM:** Comissão do Mercado de Valores Mobiliários**CORES:** *Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos***CTA:** *Cumulative Translation Adjustment***D&P:** Desenvolvimento & Produção**E&P:** Exploração & Produção**Ebit:** Resultado operacional.**Ebitda:** Ebit mais depreciações, amortizações e provisões.**EMPL:** Europe Maghreb Pipeline**EPCIC:** Engenharia, Aprovisionamento, Construção, Instalação e Comissionamento**EUA:** Estados Unidos da América**EUR/€:** Euro**FOB:** *Free on Board***FPSO:** *Floating, production, storage and offloading unit***Galp, Empresa ou Grupo:** Galp Energia, SGPS, S.A., subsidiárias e empresas participadas.**G&P:** Gas & Power**GN:** gás natural**GNL:** gás natural liquefeito**GWh:** *gigawatt per hour***IAS:** *International Accounting Standards***IBAMA:** Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis**IFRS:** *International Financial Reporting Standards*, ou seja, Normas Internacionais de Relato Financeiro**IRP:** Imposto sobre o Rendimento do Petróleo**ISP:** Imposto sobre produtos petrolíferos**JKM:** *Japan Korea Marker***k:** mil**kbbl:** milhares de barris**kboe:** milhares de barris de petróleo equivalente**kboepd:** milhares de barris de petróleo equivalente por dia**kbopd:** milhares de barris de petróleo por dia**LSFO:** *low sulphur fuel oil***m:** milhão**mmbbl:** milhões de barris**mmboe:** milhões de barris de petróleo equivalente**mmbtu:** *million british thermal units***mm³:** milhões de metros cúbicos**mt:** milhões de toneladas**MW:** megawatt**NBP:** National Balancing Point**NWE:** *North-western Europe*, i.e., Noroeste da Europa**OPEP:** Organização de Países Exportadores de Petróleo**p.p.:** pontos percentuais**PSA:** *production sharing agreement*, i.e., contrato de partilha de produção**R&D:** Refinação & Distribuição**RC:** *Replacement Cost***RCA:** *Replacement Cost Ajustado***s.s.:** sem significado**TL:** Tômbua-Lândana**T:** toneladas**USD/\$:** Dólar dos Estados Unidos**VGO:** *vacuum gas oil***YoY:** *year-on-year* (variação anual)

ADVERTÊNCIA

O presente relatório foi elaborado pela Galp Energia, SGPS, S.A. ("Galp" ou a "Sociedade") e pode ser alterado e completado.

Este relatório não constitui nem integra e não deve ser interpretado como uma oferta para vender ou para emitir nem como um convite à apresentação de ofertas para compra ou outra forma de aquisição de valores mobiliários emitidos pela Sociedade ou por qualquer das suas sociedades dependentes ou participadas em qualquer jurisdição ou como um incentivo para realizar atividades de investimento em qualquer jurisdição. Nem este relatório, ou qualquer parte dele, nem a sua distribuição constituem a base ou podem ser invocados em qualquer contexto, contrato ou compromisso ou decisão de investimento, em qualquer jurisdição.

O presente relatório pode conter declarações prospetivas. Declarações prospetivas são declarações que não estão relacionadas com factos históricos. As palavras "acreditar", "prever", "antecipar", "pretender", "estimar", "vir a", "poder", "continuar", "dever" e expressões similares geralmente identificam declarações prospetivas. Declarações prospetivas podem incluir declarações sobre: objetivos, metas, estratégias, perspectivas de crescimento; planos, eventos ou desempenho futuros e potencial para o crescimento futuro; liquidez, recursos de capitais e despesas de capital; perspectivas económicas e tendências do setor; procura de energia e abastecimento; evolução dos mercados da Galp; impacto das iniciativas regulamentares; a força dos concorrentes da Galp.

Neste relatório, as declarações prospetivas são baseadas em diversas suposições, muitas das quais são baseadas, por sua vez, em suposições, incluindo, sem limitação, a avaliação pela gestão das tendências operacionais, dados contidos nos registos da Sociedade e outros dados disponibilizados por terceiros. Embora a Galp acredite na razoabilidade com que tais suposições foram realizadas, essas suposições encontram-se por inerência sujeitas a riscos significativos conhecidos e desconhecidos, incertezas, contingências e outros fatores importantes que são difíceis ou impossíveis de prever e estão fora do seu controle. No entanto, nenhuma garantia pode ser dada de que tais suposições demonstrarão ter sido corretas. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da Sociedade, os desenvolvimentos da indústria, as condições do mercado financeiro, a incerteza dos resultados dos projetos futuros e operações, planos, objetivos, expectativas e intenções, entre outros. Tais riscos, incertezas, contingências e outros fatores importantes podem conduzir a que os resultados reais da Galp ou da indústria sejam materialmente diferentes dos resultados expressos ou implícitos nesta apresentação por tais declarações prospetivas.

Os resultados futuros reais, tanto financeiros como operacionais; o aumento da procura e alteração do mix energético; o aumento da produção e variação do portefólio da Galp; o montante e os diferentes custos de capital, distribuições futuras; acréscimo de recursos e recuperações; planos de projetos, tempo, custos e capacidades; ganhos de eficiência; redução de custos; benefícios de integração; gamas e vendas de produtos; taxas de produção; e o impacto da tecnologia, podem diferir de forma substancial devido a um número de fatores. Estes fatores podem incluir alterações no preço do petróleo ou do gás ou outras condições de mercado que afetem as indústrias do petróleo, gás e petroquímica; desempenho dos reservatórios; conclusão atempada dos projetos de desenvolvimento; guerra ou outras perturbações políticas ou de segurança; alterações de legislação ou de regulamentação governamental, incluindo regulamentação ambiental e sanções políticas; o resultado de negociações comerciais; atuação de concorrentes e clientes; desenvolvimentos tecnológicos inesperados; condições económicas gerais, incluindo a ocorrência e a duração de recessões económicas; dificuldades técnicas imprevistas; e outros fatores.

A informação, opiniões e declarações prospetivas contidos neste relatório respeitam apenas à sua data e estão sujeitos a modificação sem necessidade de comunicação. A Galp e os respetivos representantes, agentes, trabalhadores ou assessores não pretendem, e expressamente não assumem qualquer obrigação ou dever de elaborar ou divulgar qualquer suplemento, adenda, atualizada ou revisão de quaisquer informações, opiniões ou declarações prospetivas contidas neste relatório com vista a refletir qualquer alteração, eventos, condições ou circunstâncias.

Galp Energia, SGPS, S.A.
Relações com Investidores:

Pedro Dias, Diretor
Otelo Ruivo, IRO
Cátia Lopes
João G. Pereira
João P. Pereira
Teresa Rodrigues

Contactos:

Tel: +351 21 724 08 66
Fax: +351 21 724 29 65

Morada:

Rua Tomás da Fonseca,
Torre A, 1600-209 Lisboa, Portugal

Website: www.galp.com
Email: investor.relations@galpennergia.com

Reuters: GALP.LS
Bloomberg: GALP PL