

energia cria energia



RESULTADOS SEGUNDO TRIMESTRE 2017

31 de julho 2017

ÍNDICE

1. DESTAQUES DO 2T17	3
2. PRINCIPAIS INDICADORES	4
3. ENVOLVENTE DE MERCADO	5
4. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	7
5. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO.....	10
6. GAS & POWER	12
7. INFORMAÇÃO FINANCEIRA.....	14
7.1. Demonstração de resultados.....	14
7.2. Investimento	16
7.3. <i>Cash flow</i>	17
7.4. Situação financeira e dívida	19
7.5. Vendas e prestações de serviço RCA por segmento	20
7.6. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	21
7.7. Demonstração de resultados consolidados em IFRS.....	23
7.8. Situação financeira consolidada.....	24
8. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO	25
9. DEFINIÇÕES	26

1. Destaques do 2T17

- O **free cash flow** após dividendos atingiu os **€130 m** no trimestre, beneficiando do **cash flow gerado pelas atividades operacionais** e da redução do investimento no período.
- O **Ebitda consolidado RCA** aumentou **€136 m** face ao período homólogo (YoY) para os **€473 m**, suportado pelo desempenho dos negócios de R&D e E&P.
- O **Ebitda RCA do negócio de Exploração & Produção (E&P)** foi de **€188 m**, um aumento de €101 m YoY suportado pelo **crescimento da produção e pelo aumento dos preços de petróleo e gás natural**.
- A **produção média working interest** atingiu os **89,9 kboepd**, uma variação YoY de 64%, devida ao contínuo desenvolvimento do campo de Lula. De destacar o início da produção da FPSO P-66 (FPSO #7) e o *ramp-up* da FPSO Cidade de Saquarema (#6), que atingiu o *plateau* de produção em junho, apenas 11 meses após a entrada em operação. A produção foi impactada pela paragem programada na FPSO Cidade de Mangaratiba (FPSO #3) e trabalhos de manutenção na FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPSO #1).
- O **Ebitda RCA do negócio de Refinação & Distribuição (R&D)** aumentou **€90 m YoY para os €233 m**, beneficiando do **aumento da margem de refinação da Galp para os \$5,7/boe** e da **elevada disponibilidade do aparelho refinador**, no seguimento da melhoria das margens de refinação no mercado internacional. Destaca-se também o **forte contributo da atividade de comercialização de produtos petrolíferos**, suportada pelo contexto económico na Península Ibérica e nos países africanos nos quais a Galp opera.
- O **Ebitda RCA do negócio de Gas & Power (G&P)** desceu **€51 m YoY para os €46 m**, afetado pela desconsolidação da atividade de infraestruturas reguladas e pela menor contribuição das atividades de comercialização ibérica e de trading de GNL.
- O **Ebit RCA do Grupo situou-se nos €253 m**. Destaca-se que, com efeito a partir do início de 2017, as imparidades sobre ativos exploratórios no negócio de E&P passaram a ser consideradas como eventos recorrentes, tendo no segundo trimestre sido registada uma imparidade de €22 m sobre blocos exploratórios no *offshore* português.
- O **resultado líquido RCA** aumentou **€18 m YoY para os €151 m**, apesar de ter sido impactado pelo aumento de impostos decorrente de resultados mais elevados no negócio de E&P. O **resultado líquido IFRS foi de €99 m**. O efeito *stock* correspondeu a €35 m, e os eventos não recorrentes foram de €17 m.
- O **investimento totalizou €184 m** durante o trimestre, dos quais 85% foram alocados ao negócio de E&P.
- A 30 de junho, a dívida líquida situava-se em €1,3 mil milhões (bn), considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes, com o **rácio dívida líquida para Ebitda RCA a situar-se nos 0,9x**.
- No dia 1 de junho, o consórcio para o desenvolvimento da **Área 4 em Moçambique anunciou a decisão final de investimento (FID) relativa ao projeto FLNG Coral Sul**. O projeto é o primeiro a desenvolver as relevantes descobertas de gás natural na bacia do Rovuma e consistirá numa unidade flutuante de liquefação de gás natural (FLNG) com uma capacidade de c.3,4 milhões de toneladas por ano (mtpa). O início da produção é esperado em 2022.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

2. Principais indicadores

Informação financeira

€m (RCA)

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T16	1T17	2T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
337	419	473	136	40%	Ebitda RCA	631	892	262	41%
86	204	188	101	s.s.	Exploração & Produção	135	391	257	s.s.
143	187	233	90	63%	Refinação & Distribuição	291	420	129	45%
97	22	46	(51)	(53%)	Gas & Power	187	68	(119)	(64%)
185	220	253	68	37%	Ebit RCA	323	473	151	47%
131	286	199	68	52%	Ebit IFRS	128	485	357	s.s.
133	99	151	18	14%	Resultado líquido RCA	247	250	3	1%
(98)	(18)	(17)	82	83%	Eventos não recorrentes	(178)	(35)	144	81%
31	54	(35)	(66)	s.s.	Efeito <i>stock</i>	(61)	18	79	s.s.
66	134	99	34	51%	Resultado líquido IFRS	8	234	226	s.s.
287	227	184	(103)	(36%)	Investimento	630	411	(219)	(35%)
(157)	(58)	130	-	-	Free cash flow após dividendos	(253)	73	-	-
1.891	1.333	1.329	(562)	(30%)	Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.891	1.329	(562)	(30%)
1,6x	1,0x	0,9x	-	-	Rácio dívida líquida para Ebitda RCA²	1,6x	0,9x	-	-

¹ Considerando o empréstimo à Sinopec como caixa. ² A 30 de junho de 2017, rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo à Sinopec de €527 m, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil de €165 m, sendo o Ebitda RCA nos últimos 12 meses de €1.673 m.

Indicadores operacionais

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T16	1T17	2T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
54,7	88,0	89,9	35,1	64%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	55,5	88,9	33,4	60%
52,2	86,2	88,1	35,9	69%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	53,0	87,2	34,2	65%
38,3	45,4	43,4	5,1	13%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	32,1	43,9	11,8	37%
26,3	26,1	30,0	3,7	14%	Matérias-primas processadas (mmboe)	51,5	56,1	4,6	9%
4,6	5,1	5,7	1,2	26%	Margem de refinação Galp (USD/boe)	4,3	5,5	1,1	26%
2,3	2,1	2,3	0,0	1%	Vendas produtos refinados clientes diretos (mt)	4,4	4,4	(0,0)	(1%)
881	1.149	1.052	170	19%	Vendas de GN a clientes diretos (mm ³)	1.782	2.201	419	23%
712	857	675	(37)	(5%)	Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	1.672	1.532	(140)	(8%)

Indicadores de mercado

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T16	1T17	2T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
1,13	1,06	1,10	(0,03)	(2%)	Taxa de câmbio média (EUR:USD)	1,12	1,08	(0,03)	(3%)
45,6	53,7	49,6	4,1	9%	Preço médio do <i>dated</i> Brent ¹ (USD/bbl)	39,8	51,7	11,9	30%
(2,2)	(1,8)	(1,2)	(1,1)	(48%)	Diferencial crude <i>heavy-light</i> ¹ (USD/bbl)	(2,3)	(1,5)	(0,8)	(34%)
4,4	6,0	4,8	0,4	9%	Preço gás natural NBP Reino Unido ¹ (USD/mmbtu)	4,3	5,4	1,1	25%
2,2	3,1	3,1	0,9	40%	Preço gás natural Henry Hub E.U.A. ² (USD/mmbtu)	2,1	3,1	1,0	46%
4,7	7,0	5,5	0,9	18%	Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	4,8	6,3	1,5	30%
2,9	3,5	4,3	1,4	49%	Margem de refinação <i>benchmark</i> ³ (USD/bbl)	3,1	3,9	0,8	26%
15,4	15,2	15,7	0,3	2%	Mercado <i>oil</i> ibérico ⁴ (mt)	30,5	30,9	0,4	1,3%
7.020	9.734	7.634	613	9%	Mercado gás natural ibérico ⁵ (mm ³)	15.674	17.367	1.694	10,8%

¹ Fonte: Platts. Urals NWE *dated* para crude pesado; *dated* Brent para crude leve. ² Fonte: Nymex ³ Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem de refinação *benchmark*, vide "Definições". ⁴ Fonte: APETRO para Portugal; CORES para Espanha.

⁵ Fonte: Galp e Enagás.

3. Envoltente de mercado

Dated Brent

No segundo trimestre de 2017 a cotação média do *dated* Brent aumentou \$4,1/bbl em relação ao período homólogo de 2016, para \$49,6/bbl. Este aumento resulta da expectativa de reequilíbrio do mercado, na sequência do acordo de limitação da produção da OPEP, entretanto prolongado até março de 2018.

No primeiro semestre de 2017, o valor médio do *dated* Brent foi de \$51,7/bbl, o que correspondeu a um aumento de \$11,9/bbl YoY.

No segundo trimestre de 2017 o diferencial entre o preço do Urals e o *dated* Brent diminuiu de -\$2,2/bbl no período homólogo de 2016, para -\$1,2/bbl. A valorização relativa de Urals deveu-se à menor disponibilidade desta rama e de ramas de qualidade semelhante produzidas por membros da OPEC, decorrente dos limites de produção acordados. No primeiro semestre de 2017, o diferencial entre ramas leves e pesadas estreitou \$0,8/bbl YoY, para -\$1,5/bbl.

Gás natural

O preço de gás natural na Europa (NBP) aumentou de \$4,4/mmbtu no segundo trimestre de 2016 para \$4,8/mmbtu no período homólogo de 2017, como consequência do declínio de produção na Europa Ocidental, bem como do anúncio de encerramento do maior complexo de armazenamento de gás natural do Reino Unido.

No primeiro semestre de 2017, o valor médio do NBP foi de \$5,4/mmbtu, o que correspondeu a um aumento de \$1,1/mmbtu YoY.

O preço de referência de GNL nos EUA (Henry Hub) aumentou de \$2,2/mmbtu no segundo trimestre de 2016 para \$3,1/mmbtu no segundo trimestre de 2017. Este crescimento deveu-se à redução de produção e inventários de gás natural nos EUA, bem como ao desenvolvimento de novos projetos de exportação de GNL.

No primeiro semestre de 2017, o valor médio do Henry Hub foi de \$3,1/mmbtu, o que correspondeu a um aumento de \$1,0/mmbtu face ao período homólogo.

Margens de refinação

No segundo trimestre, a margem de refinação *benchmark* aumentou \$1,4/bbl face ao período homólogo de 2016, para \$4,3/bbl, em resultado de melhores margens no gasóleo e fuelóleo. No primeiro semestre de 2017, a margem *benchmark* aumentou \$0,8/bbl YoY para os \$3,9/bbl.

O *crack* do gasóleo no segundo trimestre de 2017 foi de \$11,9/bbl, uma valorização de \$1,0/bbl YoY, devido a um aumento da procura e a paragens não planeadas de refinarias na Europa Central.

No primeiro semestre de 2017, o *crack* do gasóleo foi de \$11,8/bbl, o que correspondeu a um aumento de \$1,8/bbl face ao período homólogo de 2016.

O *crack* do fuelóleo foi de -\$3,5/bbl, representando um crescimento de \$9,2/bbl face ao período homólogo de 2016. Esta performance está relacionada com a diminuição de inventários, que se deveu sobretudo a dois fatores: i) o menor volume de exportações por parte da Rússia, em consequência do seu programa de modernização e do aumento das taxas de exportação de *fuel*; ii) a redução do rendimento médio em resíduo dos crudes disponíveis no mercado após o acordo de limitação de produção da OPEC.

No primeiro semestre de 2017 o *crack* do *fuel* teve um valor médio de -\$4,4/bbl, acima do valor médio de -\$12,3/bbl, no mesmo período de 2016.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

Mercado ibérico

No segundo trimestre de 2017, o mercado ibérico de produtos petrolíferos totalizou 15,7 milhões de toneladas (mt), acima dos 15,4 mt registados no período homólogo de 2016, impactado pela maior procura de *jet*, decorrente do aumento da atividade turística.

No primeiro semestre de 2017, o mercado ibérico de produtos petrolíferos subiu 1% YoY, para os 30,9 mt.

No segundo trimestre de 2017, o mercado de gás natural na Península Ibérica subiu 9% YoY, para os 7.634 mm³, suportado por um aumento de 52% no consumo do sector eletroprodutor, num período com menor hidraulicidade.

No primeiro semestre de 2017, o mercado ibérico de gás natural cresceu 11% face ao período homólogo de 2016, para os 17.367 mm³.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017



4. Exploração & Produção

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

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T16	1T17	2T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
54,7	88,0	89,9	35,1	64%	Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	55,5	88,9	33,4	60%
51,7	76,9	78,0	26,3	51%	Produção de petróleo (kbpd)	52,3	77,4	25,2	48%
52,2	86,2	88,1	35,9	69%	Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	53,0	87,2	34,2	65%
7,1	6,9	6,2	(0,9)	(13%)	Angola	7,5	6,6	(1,0)	(13%)
45,0	79,3	81,8	36,8	82%	Brasil	45,4	80,6	35,2	77%
38,3	45,4	43,4	5,1	13%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	32,1	43,9	11,8	37%
3,8	4,6	4,3	0,5	13%	Royalties² (USD/boe)	3,3	4,4	1,1	33%
9,8	8,0	9,2	(0,6)	(6%)	Custo de produção (USD/boe)	9,3	8,6	(0,8)	(8%)
14,8	13,4	14,2	(0,7)	(5%)	Depreciações e Amortizações³ (USD/boe)	15,4	13,8	(1,6)	(10%)
86	204	188	101	s.s.	Ebitda RCA	135	391	257	s.s.
63	97	103	40	64%	Depreciações, Amortizações e Imparidades ³	133	200	67	51%
-	-	22	22	s.s.	Imparidades sobre ativos de exploração ⁴	-	22	22	s.s.
(0)	-	-	0	s.s.	Provisões	(0)	-	0	s.s.
24	106	63	39	s.s.	Ebit RCA	2	169	167	s.s.
(62)	108	59	121	s.s.	Ebit IFRS	(93)	168	261	s.s.
8	9	8	0	2%	Resultados de Empresas associadas E&P	11	16	6	54%

¹ Inclui produção de gás natural exportada; exclui gás natural consumido ou injetado.² Com base na produção proveniente do Brasil.³ Inclui provisões para abandono e exclui imparidades relacionadas com ativos exploratórios.⁴ Com efeito a partir de 1 de janeiro de 2017, as imparidades relacionadas com ativos exploratórios são consideradas eventos recorrentes.

Atividade

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2017, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural foi de 89,9 kboepd, da qual 87% correspondeu a produção de petróleo.

A produção aumentou 64% YoY devido ao desenvolvimento do projeto Lula/Iracema, no Brasil, e sobretudo ao início de produção das FPSO #6 e #7 e ao *ramp-up* das FPSO #4 e #5.

A FPSO #7, a primeira unidade replicante a ser alocada ao pré-sal brasileiro, iniciou produção a 17 de maio, na área de Lula Sul. Na área de Lula Central, a FPSO Cidade de Saquarema (FPSO #6) atingiu o *plateau* de produção em junho, 11 meses após o início da sua operação.

A manutenção em algumas unidades no Brasil impactou a produção no período, em particular a paragem planeada para manutenção na FPSO #3, na área de Iracema Sul, e a continuação dos trabalhos na FPSO #1 em Lula Piloto.

Relativamente à unidade a ser alocada à área de Lula Norte (FPSO #8), os trabalhos de integração dos *topsides* prosseguem no estaleiro da COOEC, na China. Já o casco da unidade a desenvolver a área de Lula Extremo Sul (FPSO #9) chegou ao estaleiro da Brasfels durante o trimestre, estando em curso os trabalhos de integração. Ambas as unidades são FPSOs do tipo replicante.

Em Angola, a produção *working interest* provenientes das plataformas BBLT e TL foi de 8,0 kbpd, uma diminuição de 17% face ao segundo trimestre de 2016, afetada pelo declínio

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

natural dos campos do bloco 14. Já a produção *net entitlement* registou uma redução de 13% atenuada pelo mecanismo de recuperação de custo previsto nos contratos de partilha de produção.

A produção total *net entitlement* aumentou 69% YoY para 88,1 kboepd, no seguimento do crescimento da produção proveniente do Brasil.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2017, a produção *working interest* foi de 88,9 kboepd, um aumento de 60% YoY, que se deveu ao aumento de produção registado no Brasil, onde se encontram sete unidades já em produção em comparação com as cinco registadas durante o primeiro semestre de 2016.

A produção *net entitlement* aumentou 65% relativamente ao primeiro semestre de 2016, para 87,2 kboepd.

Resultados

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2017, o Ebitda RCA foi de €188 m, um aumento de €101 m face ao período homólogo de 2016, suportado pelo aumento de produção e dos preços de petróleo e gás natural. O preço médio de venda do Grupo foi de \$43,4/boe, face a \$38,3/boe no período homólogo.

Os custos de produção foram de cerca de €67 m no período, um aumento de €25 m YoY, devido sobretudo à contribuição das FPSO #6 e #7 que apenas entraram em produção em julho de 2016 e em maio de 2017, respetivamente. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção diminuíram \$0,6/boe YoY para os \$9,2/boe, beneficiando de um maior efeito de diluição na produção.

No segundo trimestre de 2017, as amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) aumentaram €41 m YoY para os €103 m, devido à maior base de ativos em produção no Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações diminuíram de \$14,8/boe para \$14,2/boe.

No segundo trimestre de 2017, registou-se uma imparidade relacionada com o abandono de blocos exploratórios em Portugal, que ascendeu a €22 m. De notar que, com efeito a partir de 1 de janeiro de 2017, as imparidades relacionadas

com ativos exploratórios passaram a ser consideradas eventos recorrentes.

O Ebit RCA foi de €63 m, um aumento de €39 m relativamente ao segundo trimestre de 2016. O Ebit IFRS totalizou €59 m no período.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2017, o Ebitda RCA aumentou €257 m YoY para €391 m, beneficiando do aumento verificado na produção e do preço médio de venda, que atingiu os \$43,9/boe, face a \$32,1/boe no período homólogo de 2016.

Os custos de produção foram de €125 m no período, um aumento de €44 m face ao período homólogo, impactados pelo maior número de unidades em produção no Brasil. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção desceram de \$9,3/boe no primeiro semestre de 2016 para \$8,6/boe.

As amortizações, depreciações, e provisões para abandono aumentaram cerca de €68 m face ao primeiro semestre de 2016 para €200 m refletindo a evolução da produção registada entre os períodos. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de \$13,8/boe, face a \$15,4/boe no período homólogo de 2016.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

O Ebit RCA aumentou para €169 m, embora impactado pela imparidade exploratória contabilizada em Portugal.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017



5. Refinação & Distribuição

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T16	1T17	2T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
4,6	5,1	5,7	1,2	26%	Margem de refinação Galp (USD/boe)	4,3	5,5	1,1	26%
1,7	1,7	1,6	(0,1)	(7%)	Custo <i>cash</i> das refinarias ¹ (USD/boe)	1,8	1,7	(0,2)	(10%)
(0,0)	(0,0)	(0,2)	(0,2)	s.s.	Impacto da cobertura da margem de refinação ² (USD/boe)	0,1	(0,1)	(0,2)	s.s.
26,3	26,1	30,0	3,7	14%	Matérias-primas processadas (mmboe)	51,5	56,1	4,6	9%
23,2	22,9	26,7	3,5	15%	Crude processado (mmbbl)	47,1	49,6	2,5	5%
4,5	4,4	4,7	0,3	6%	Vendas de produtos refinados (mt)	8,5	9,1	0,5	6%
2,3	2,1	2,3	0,0	1%	Vendas a clientes diretos (mt)	4,4	4,4	(0,0)	(1%)
143	187	233	90	63%	Ebitda RCA	291	420	129	45%
65	91	89	24	37%	Depreciações, Amortizações e Imparidades	130	179	50	38%
7	3	(1)	(8)	s.s.	Provisões	12	2	(11)	(85%)
71	94	145	74	s.s.	Ebit RCA	149	239	90	61%
103	150	96	(7)	(7%)	Ebit IFRS	56	245	190	s.s.
(0)	(2)	8	8	s.s.	Resultados de Empresas associadas R&D	0	6	6	s.s.

¹ Excluindo impacto das operações de cobertura da margem de refinação.² Impacto em Ebitda.

Atividade

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2017, foram processados cerca de 30,0 mmboe de matérias-primas, um aumento de 14% face ao período homólogo de 2016, que havia sido afetado pelo contexto de menores margens de refinação e paragens na refinaria de Matosinhos. As submissões de crude representaram 89% das matérias-primas processadas, 83% das quais corresponderam a crudes médios e pesados.

Durante o período, 46% dos produtos petrolíferos produzidos foram destilados médios (gasóleo e *jet*) e 22% gasolinas. Os consumos e quebras representaram 8% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,3 mt, em linha face ao segundo trimestre de 2016. De notar a evolução do volume de vendas em África, que subiu 22% face ao período homólogo, representando cerca de 10% do total das vendas a clientes diretos.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2017, foram processados 56,1 mmboe de matérias-primas, um aumento de 9% face ao período homólogo de 2016, que havia sido afetado pela paragem planeada do *hydrocracker* em Sines e de várias unidades em Matosinhos. O crude representou 88% das matérias-primas processadas, 83% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios representaram 47% da produção, e as gasolinas 23%, enquanto os consumos e quebras representaram 8% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 4,4 mt, em linha face ao primeiro semestre de 2016, e apesar da redução de exposição a atividades com menor margem na Península Ibérica, nomeadamente no segmento *wholesale*. O volume de vendas em

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

África aumentou 18%, representando 10% das

vendas totais a clientes diretos.

Resultados

Segundo trimestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D aumentou €90 m para os €233 m no segundo trimestre do ano devido ao melhor desempenho das atividades de refinação e comercialização de produtos petrolíferos.

A margem de refinação da Galp situou-se em \$5,7/boe face a \$4,6/boe no período homólogo. O diferencial sobre a margem *benchmark* foi de \$1,4/boe, tendo a Empresa beneficiado da elevada disponibilidade nas unidades de conversão e de oportunidades no aprovisionamento.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €44 m, ou \$1,6/boe.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos foi suportada pela envolvente económica na Península Ibérica, onde se registou uma procura robusta em particular nos subsegmentos de retalho, aviação e bancas marítimas no *wholesale*. De destacar ainda o crescente contributo das atividades de comercialização em África.

As amortizações e provisões aumentaram €16 m YoY para os €88 m, devido à revisão do período de vida útil de ativos de refinação no final de 2016.

O Ebit RCA aumentou para os €145 m tendo o Ebit IFRS se situado em €96 m. O efeito *stock* foi de €48 m.

Primeiro semestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D aumentou €129 m para os €420 m, suportado pela envolvente de mercado e pela disponibilidade operacional das refinarias.

A margem de refinação da Galp situou-se em \$5,5/boe, face a \$4,3/boe no período homólogo. O diferencial sobre a margem *benchmark* foi de \$1,6/boe, tendo a Empresa beneficiado sobretudo de oportunidades no aprovisionamento.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €86 m, em linha com o registado no primeiro semestre de 2016. Em termos unitários, os custos *cash* foram de \$1,7/boe.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos beneficiou da maior procura no segmento de retalho e no segmento *wholesale*, relacionada com o incremento da atividade económica.

As amortizações e provisões aumentaram €39 m YoY, para os €181 m.

O Ebit RCA situou-se em €239 m e o Ebit IFRS aumentou para os €245 m. O efeito *stock* foi positivo em €12 m.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017



6. Gas & Power

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T16	1T17	2T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
1.593	2.006	1.726	133	8%	Vendas totais de GN/GNL (mm³)	3.454	3.733	279	8%
881	1.149	1.052	170	19%	Vendas a clientes diretos (mm ³)	1.782	2.201	419	23%
712	857	675	(37)	(5%)	Trading (mm ³)	1.672	1.532	(140)	(8%)
1.229	1.350	1.170	(59)	(5%)	Vendas de eletricidade (GWh)	2.421	2.520	99	4%
380	496	348	(32)	(8%)	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	735	844	108	15%
97	22	46	(51)	(53%)	Ebitda RCA	187	68	(119)	(64%)
61	13	39	(22)	(36%)	Gás Natural	121	51	(70)	(58%)
33	-	-	(33)	s.s.	Infraestruturas ¹	65	-	(65)	s.s.
4	9	7	4	s.s.	Power	1	17	16	s.s.
15	5	5	(10)	(69%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	30	9	(20)	(69%)
1	3	2	0	21%	Provisões	1	4	3	s.s.
81	15	40	(41)	(51%)	Ebit RCA	156	55	(101)	(65%)
82	22	39	(43)	(52%)	Ebit IFRS	151	62	(89)	(59%)
17	25	25	8	50%	Resultados de Empresas associadas G&P¹	34	50	16	47%

¹ A atividade de infraestruturas reguladas deixou de ser consolidada pelo método integral a partir do final de outubro de 2016.

Atividade

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2017, os volumes vendidos de gás natural aumentaram 8% YoY para os 1.726 mm³, devido ao incremento das vendas a clientes diretos.

As vendas a clientes diretos aumentaram 19%, devido principalmente ao aumento registado no segmento eletroprodutor, atendendo à menor produção elétrica por via renovável Península Ibérica.

Os volumes vendidos no segmento convencional aumentaram 7% YoY, devido principalmente ao desempenho no segmento industrial.

Durante o trimestre, os volumes de trading desceram 5%, para os 675 mm³, na sequência dos menores volumes de GNL vendidos ao abrigo dos contratos estruturados.

Primeiro semestre

As vendas de gás natural foram de 3.733 mm³, um aumento de 279 mm³ face ao primeiro semestre de 2016, o que refletiu um incremento nos volumes vendidos a clientes diretos, principalmente no sector eletroprodutor.

Os volumes vendidos no segmento convencional também aumentaram 11%, na sequência dos maiores volumes vendidos ao segmento industrial.

Os volumes vendidos em trading registaram um decréscimo de 8% para os 1.532 mm³, na sequência dos menores volumes de GNL transacionados.

As vendas de eletricidade totalizaram 2.520 GWh, um aumento de 99 GWh face ao período homólogo, que havia sido impactado por uma paragem na cogeração da refinaria de Matosinhos.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

Segundo trimestre

O negócio de G&P registou um Ebitda RCA de €46 m no segundo trimestre de 2017, um decréscimo de €51 m face ao período homólogo, na sequência da desconsolidação pelo método integral da atividade de infraestruturas reguladas e da menor contribuição das atividades de comercialização ibérica e de trading de GNL. O Ebitda do segmento de gás natural situou-se nos €39 m, uma redução de €22 m YoY.

O Ebitda da atividade de power foi de €7 m, um aumento de €4 m face ao período homólogo, beneficiando do desfasamento temporal no preço de compra do gás natural e de venda da energia produzida.

O Ebit RCA diminuiu €41 m para os €40 m. O Ebit IFRS diminuiu para os €39 m.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €25 m, um aumento de €8 m face ao período homólogo, refletindo a incorporação da participação de 77,5% na Galp Gás Natural Distribuição (GGND) nesta rubrica.

Resultados

Primeiro semestre

O Ebitda situou-se nos €68 m no primeiro semestre de 2017, uma diminuição de €119 m YoY, na sequência de menores resultados na atividade de gás natural e da desconsolidação da GGND.

O Ebitda do segmento de gás natural diminuiu €70 m YoY para os €51 m, devido aos menores resultados nas atividades de comercialização ibérica e trading de GNL, e considerando o impacto das restrições no aprovisionamento durante o primeiro trimestre de 2017.

O Ebitda da atividade de power foi de €17 m, face a €1 m no primeiro semestre de 2016, que havia sido impactado pela paragem da cogeração da refinaria de Matosinhos e pelo desfasamento desfavorável nos índices de preço de compra de gás natural e de venda da energia produzida.

O Ebit RCA situou-se nos €55 m, uma redução de €101 m YoY. O Ebit IFRS foi de €62 m, face a €151 m no período homólogo.

Os resultados de empresas associadas relativas ao negócio de G&P atingiram os €50 m, um aumento de €16 m YoY.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

7. Informação financeira

7.1. Demonstração de resultados

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T16	1T17	2T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
3.267	3.844	3.779	512	16%	Vendas e prestações de serviços	6.081	7.623	1.542	25%
(2.554)	(2.975)	(2.865)	310	12%	Custo das mercadorias vendidas	(4.710)	(5.840)	1.131	24%
(310)	(376)	(383)	73	24%	Fornecimentos e serviços externos	(608)	(759)	151	25%
(73)	(79)	(70)	(3)	(4%)	Custos com pessoal	(148)	(150)	2	1%
8	6	13	5	58%	Outros proveitos (custos) operacionais	16	18	2	13%
337	419	473	136	40%	Ebitda RCA	631	892	262	41%
366	485	422	56	15%	Ebitda IFRS	530	908	378	71%
(144)	(194)	(219)	75	53%	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(295)	(413)	118	40%
(8)	(5)	(1)	(8)	(89%)	Provisões	(13)	(6)	(7)	(54%)
185	220	253	68	37%	Ebit RCA	323	473	151	47%
131	286	199	68	52%	Ebit IFRS	128	485	357	s.s.
24	32	41	17	69%	Resultados de empresas associadas	45	73	27	61%
15	(12)	(10)	(25)	s.s.	Resultados financeiros	18	(22)	(40)	s.s.
(28)	(21)	(19)	(9)	(32%)	Juros líquidos	(55)	(40)	(15)	(28%)
25	24	27	2	10%	Capitalização juros	46	51	5	11%
(0)	(3)	(10)	(10)	s.s.	Diferenças de câmbio	(7)	(13)	(7)	(96%)
23	(4)	(4)	(26)	s.s.	<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	44	(7)	(52)	s.s.
(4)	(7)	(4)	(0)	13%	Outros custos/proveitos financeiros	(9)	(12)	(3)	(27%)
224	241	283	59	26%	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam RCA	386	524	138	36%
(79)	(123)	(120)	41	52%	Impostos ¹	(118)	(243)	125	s.s.
(12)	(18)	(12)	0	1%	Interesses que não controlam	(21)	(31)	10	47%
133	99	151	18	14%	Resultado líquido RCA	247	250	3	1%
(98)	(18)	(17)	82	83%	Eventos não recorrentes	(178)	(35)	144	81%
35	81	135	100	s.s.	Resultado líquido RC	69	215	147	s.s.
31	54	(35)	(66)	s.s.	Efeito <i>stock</i>	(61)	18	79	s.s.
66	134	99	34	51%	Resultado líquido IFRS	8	234	226	s.s.

¹ Inclui impostos sobre o rendimento e impostos sobre a produção de petróleo e gás natural.

Segundo trimestre

O Ebitda RCA aumentou 40% YoY para os €473 m, na sequência da maior contribuição dos negócios de E&P e R&D. O Ebitda IFRS aumentou €56 m para os €422 m.

Considerando o aumento das amortizações e das imparidades sobre ativos exploratórios, o Ebit RCA situou-se nos €253 m. O Ebit IFRS aumentou €68 m e atingiu os €199 m.

Os resultados de empresas associadas aumentaram para os €41 m, no seguimento da desconsolidação da atividade de infraestruturas reguladas.

Os resultados financeiros foram negativos em €10 m, um agravamento de €25 m relativamente ao período homólogo, que se deveu essencialmente a uma variação de €26 m no *mark-to-market* de derivados de cobertura,

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

nomeadamente relacionados com a cobertura da margem de refinação.

Os impostos RCA aumentaram para os €120 m, no seguimento do incremento dos resultados operacionais do Grupo, sendo de destacar o aumento dos impostos sobre a produção de petróleo e gás que se situaram em €61 m, face a €25 m no período homólogo.

Primeiro semestre

O Ebitda RCA atingiu os €892 m no primeiro semestre de 2017. Este aumento de 41% face ao período homólogo deveu-se ao melhor desempenho dos negócios de E&P e R&D. O Ebitda IFRS aumentou €378 m para os €908 m.

Considerando o aumento das amortizações, nomeadamente nos negócios de E&P e R&D, o Ebit RCA aumentou para os €473 m. O Ebit IFRS aumentou para os €485 m.

Os resultados de empresas associadas aumentaram para os €73 m.

Os resultados financeiros foram negativos em €22 m, um agravamento de €40 m relativamente ao período homólogo, que se deveu essencialmente a uma variação de €52 m no *mark-to-market* de derivados de cobertura, nomeadamente relacionados com a cobertura da margem de refinação.

Os impostos RCA atingiram os €243 m, sobretudo devido aos maiores resultados no

O resultado líquido RCA atingiu os €151 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €99 m. O efeito *stock* foi negativo em €35 m e os eventos não recorrentes representaram €17 m.

negócio de E&P, tendo os impostos sobre a produção de petróleo e gás atingido os €130 m.

Os interesses que não controlam, atribuíveis principalmente à participação da Sinopec na Petrogal Brasil, atingiram os €31 m.

O resultado líquido RCA atingiu os €250 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €234 m. O efeito *stock* foi de €18 m e os eventos não recorrentes representaram €35 m.

A CESE em Portugal impactou negativamente os resultados em IFRS em cerca de €33 m, dos quais €16 m relativos à CESE I, cujo impacto anual é contabilizado na sua totalidade no primeiro trimestre. 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.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

7.2. Investimento

€m

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T16	1T17	2T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
245	209	157	(88)	(36%)	Exploração & Produção	561	366	(195)	(35%)
12	17	9	(3)	(24%)	Atividades de exploração e avaliação	21	26	4	20%
233	192	148	(85)	(36%)	Atividades de desenvolvimento e produção	540	340	(200)	(37%)
35	16	24	(11)	(32%)	Refinação & Distribuição	59	40	(19)	(32%)
7	2	2	(4)	(62%)	Gas & Power	9	4	(5)	(56%)
0	0	1	0	s.s.	Outros	1	1	0	17%
287	227	184	(103)	(36%)	Investimento	630	411	(219)	(35%)

Segundo trimestre

Durante o trimestre, o investimento totalizou €184 m, uma descida de €103 m face ao período homólogo e que resulta da menor intensidade das atividades de perfuração no Brasil.

Do total de investimento no período, 85% foi alocado a atividades de desenvolvimento e produção no âmbito do negócio de E&P, nomeadamente no bloco BM-S-11 no Brasil e no bloco 32 em Angola. Nas atividades de exploração e avaliação, destaca-se a campanha de aquisição sísmica 3D em curso em São Tomé e Príncipe.

O investimento nas atividades de *downstream* (R&D e G&P) atingiu €26 m, tendo sido alocado à manutenção e melhoria da eficiência energética das refinarias, bem como à renovação da rede de retalho.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2017, o investimento atingiu os €411 m, uma redução de 35% comparativamente ao período homólogo, que se justifica sobretudo pelo estado avançado de execução dos projetos Lula/Iracema.

As atividades de E&P representaram 89% do total, com as atividades de desenvolvimento do bloco BM-S-11 a representarem 72% do investimento em E&P.

O investimento de €44 m em atividades de *downstream* foi sobretudo destinado a atividades de manutenção nas refinarias, desenvolvimento da rede de *downstream* e a programas para melhoria da experiência do cliente.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

7.3. Cash flow**Método indireto**

€m (valores em IFRS)

Trimestre				Primeiro Semestre	
2T16	1T17	2T17		2016	2017
131	286	199	Ebit	128	485
25	-	86	Dividendos de empresas associadas	25	86
221	194	221	Depreciações e amortizações	383	415
(8)	(230)	159	Variação de fundo de manei	133	(71)
369	250	665	Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais	669	915
(269)	(205)	(185)	Investimento líquido ¹	(612)	(390)
(28)	(21)	(19)	Juros pagos e recebidos	(55)	(40)
(55)	(81)	(116)	Impostos sobre o rendimento e sobre produção de petróleo e gás	(80)	(197)
(175)	-	(215)	Dividendos pagos	(175)	(215)
(157)	(58)	130	Free cash flow após dividendos	(253)	73
141	33	(92)	Outros ²	191	(59)
16	24	(39)	Variação da dívida líquida	61	(14)

¹ O primeiro trimestre de 2017 inclui o recebimento de €22 m da venda da participação indireta de 25% no projeto Âncora.

² Inclui CTA (*Cumulative Translation Adjustment*) e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

Segundo trimestre

O *free cash flow* após dividendos atingiu €130 m no segundo trimestre de 2017. Esta evolução deve-se aos resultados operacionais robustos e à descida do investimento no período, e apesar do pagamento de dividendos em maio de 2017, no montante de €215 m.

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais beneficiou não só do melhor desempenho dos negócios de E&P e R&D, mas também da normalização dos inventários durante o trimestre.

Primeiro semestre

No final de junho, o *free cash flow* após dividendos totalizava €73 m, sobretudo devido à performance operacional durante o segundo trimestre de 2017.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

Método direto

€m

Trimestre				Primeiro Semestre	
2T16	1T17	2T17		2016	2017
954	923	858	Caixa e equivalentes no início do período¹	1.045	923
3.762	4.363	4.348	Recebimento de clientes	7.027	8.711
(2.226)	(3.013)	(2.543)	Pagamento a fornecedores	(4.062)	(5.556)
(106)	(71)	(98)	Salários e encargos	(182)	(169)
25	-	86	Dividendos de empresas associadas	25	86
(649)	(612)	(739)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(1.253)	(1.352)
(410)	(376)	(433)	IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros	(790)	(808)
395	290	620	Total de fluxos operacionais	764	912
(273)	(238)	(150)	Investimento líquido ²	(652)	(367)
(32)	(50)	(23)	Juros pagos e recebidos	(84)	(73)
(175)	-	(215)	Dividendos pagos	(175)	(215)
(55)	(81)	(116)	Impostos de sociedades e tributação especial	(80)	(197)
(86)	(19)	8	Empréstimos pagos e recebidos	(130)	(32)
66	42	-	Reembolsos da Sinopec	134	42
60	(11)	(79)	Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	32	(91)
856	858	902	Caixa e equivalentes no final do período¹	856	902

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.

² O primeiro trimestre de 2017 inclui o recebimento de €22 m da venda da participação indireta de 25% no projeto Âncora.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

7.4. Situação financeira e dívida

€m (valores em IFRS)

	31 dez., 2016	31 mar. 2017	30 jun., 2017	Var. vs 31 dez., 2016	Var. vs 31 mar., 2017
Ativo fixo líquido	7.721	7.901	7.458	(263)	(442)
Fundo de maneo	512	742	583	71	(159)
Empréstimo à Sinopec	610	561	527	(83)	(34)
Outros ativos (passivos)	(428)	(635)	(595)	(167)	40
Ativos/Passivos não correntes detidos para venda	(1)	-	-	1	-
Capital empregue	8.414	8.569	7.974	(440)	(595)
Dívida de curto prazo	325	672	808	483	136
Dívida de médio-longo prazo	2.578	2.181	2.068	(510)	(114)
Dívida total	2.903	2.853	2.876	(27)	22
Caixa e equivalentes	1.032	959	1.020	(13)	61
Dívida líquida¹	1.870	1.895	1.856	(14)	(39)
Total do capital próprio	6.543	6.674	6.118	(426)	(557)
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.414	8.569	7.974	(440)	(595)

A 30 de junho de 2017, o ativo fixo líquido era de €7.458 m, uma redução de €442 m face ao final de março que se deveu à depreciação do Dólar e do Real Brasileiro face ao Euro durante o período.

O investimento em curso, relativo sobretudo ao negócio de E&P, totalizava €2.460 m no final do período.

Dívida financeira

€m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2016	31 março, 2017	30 junho, 2017	Var. vs 31 dez, 2016	Var. vs 31 mar, 2017
Obrigações	1.683	1.684	1.663	19	(21)
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.220	1.169	1.212	8	43
Caixa e equivalentes	(1.032)	(959)	(1.020)	(13)	(61)
Dívida líquida	1.870	1.895	1.856	14	(39)
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.260	1.333	1.329	(68)	(5)
Vida média (anos)	2,6	2,4	2,3	0,3	(0,1)
Taxa de juro média da dívida	3,5%	3,5%	3,5%	0,0 p.p.	(0,0 p.p.)
Dívida líquida para Ebitda RCA ²	1,0x	1,0x	0,9x	-	-

¹ Dívida líquida de €1.329 m ajustada do empréstimo concedido à Sinopec de €527 m. ²A 30 de junho de 2017, rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo Sinopec, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €165 m, sendo o Ebitda RCA nos últimos doze meses de €1.673 m.

A 30 de junho de 2017, a dívida líquida situava-se em €1.856 m, uma redução de €39 m face ao final do primeiro trimestre.

Considerando como caixa o saldo de €527 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida

líquida no final do período situava-se em €1.329 m, resultando um rácio de dívida líquida para Ebitda de 0,9x. Este rácio considera ainda o valor correspondente aos suprimentos da

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

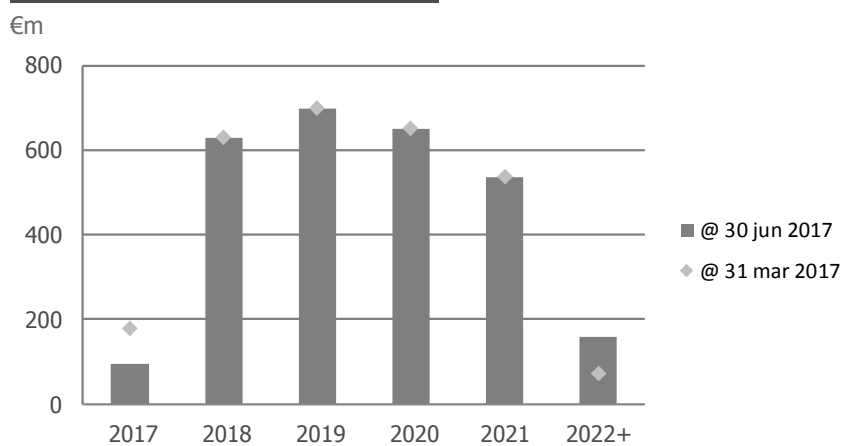
Sinopec na Petrogal Brasil, com saldo de €165 m no final do período.

A taxa de juro média da dívida durante o período foi de 3,48%.

No final de junho, cerca de 49% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. O prazo médio da dívida era de 2,28 anos, sendo que a

dívida de médio e longo prazo representava 72% do total da dívida.

No final do primeiro semestre, a Galp detinha cerca de €1,3 bn de linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 70% encontrava-se garantido contratualmente.

Perfil de reembolso da dívida**7.5. Vendas e prestações de serviço RCA por segmento**

€m

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T16	1T17	2T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
3.267	3.844	3.779	512	16%	Vendas e prestações de serviços RCA	6.081	7.623	1.542	25%
165	308	307	142	86%	Exploração & Produção ¹	276	615	339	s.s.
2.657	2.869	2.899	242	9%	Refinação & Distribuição	4.809	5.768	959	20%
545	713	614	69	13%	Gas & Power	1.221	1.327	106	9%
31	30	33	2	5%	Outros	59	62	3	5%
(131)	(75)	(74)	57	43%	Ajustamentos de consolidação	(284)	(149)	135	47%

¹ Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €322 m no segundo trimestre e de €653 m no primeiro semestre de 2017.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

7.6. Reconciliação entre valores IFRS e valores *replacement cost* ajustados**Ebitda por segmento**

€m

Segundo Trimestre					2017	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
422	50	472	1	473	Galp	908	(18)	890	3	892
188	-	188	(0)	188	E&P	391	-	391	(0)	391
184	48	232	1	233	R&D	430	(12)	418	3	420
45	1	46	-	46	G&P	74	(6)	68	-	68
6	-	6	(0)	6	Outros	12	-	12	(0)	12

€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

Ebit por segmento

€m

Segundo Trimestre					2017	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
199	50	249	4	253	Galp	485	(18)	467	6	473
59	-	59	4	63	E&P	168	-	168	2	169
96	48	144	1	145	R&D	245	(12)	233	6	239
39	1	41	(1)	40	G&P	62	(6)	56	(1)	55
5	-	5	(0)	5	Outros	10	-	10	(0)	10

€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

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

Eventos não recorrentes

€m

Trimestre				Primeiro Semestre	
2T16	1T17	2T17		2016	2017
7,0	1,3	1,2	Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda	22,0	2,6
(2,2)	0,0	0,0	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	(2,2)	0,0
(0,2)	(0,1)	(0,6)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(0,7)	(0,7)
0,6	0,1	(0,1)	<i>Write-off</i> ativos	0,6	0,0
4,7	-	-	Custos com reestruturação - Pessoal	9,7	-
4,1	-	-	Indemnização cessação antecipada equipamentos e serviços	10,0	-
-	1,4	1,9	Custos com litigância	4,5	3,2
82,9	0,4	3,2	Eventos não recorrentes com impacto em custos <i>non cash</i>	93,7	3,6
5,4	0,0	1,1	Provisão para meio ambiente e outras	5,5	1,1
77,4	0,4	2,1	Imparidade de ativos	88,2	2,5
5,3	(17,9)	3,8	Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros	19,4	(14,1)
5,3	(17,9)	3,8	Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras	19,4	(14,1)
3,4	34,2	8,2	Eventos não recorrentes com impacto em impostos	43,2	42,4
(2,4)	(0,9)	(0,6)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(7,8)	(1,5)
5,8	35,2	8,8	Imposto contribuição sector energético	51,0	43,9
(0,2)	0,1	0,1	Interesses que não controlam	(0,2)	0,2
98,4	18,1	16,5	Total de eventos não recorrentes	178,1	34,6

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

7.7. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

Trimestre				Primeiro Semestre	
2T16	1T17	2T17		2016	2017
3.110	3.684	3.630	Vendas	5.751	7.314
157	160	149	Serviços prestados	329	309
34	28	28	Outros rendimentos operacionais	52	56
3.301	3.872	3.807	Total de proveitos operacionais	6.133	7.679
(2.518)	(2.908)	(2.914)	Inventários consumidos e vendidos	(4.788)	(5.822)
(314)	(377)	(385)	Materiais e serviços consumidos	(623)	(762)
(78)	(79)	(70)	Gastos com o pessoal	(158)	(150)
(25)	(23)	(15)	Outros gastos operacionais	(34)	(37)
(2.935)	(3.387)	(3.385)	Total de custos operacionais	(5.603)	(6.771)
366	485	422	Ebitda	530	908
(221)	(194)	(221)	Gastos com amortizações, depreciações e imparidades	(383)	(415)
(14)	(5)	(2)	Provisões e imparidades de contas a receber	(19)	(7)
131	286	199	Ebit	128	485
19	50	37	Resultados de empresas associadas	26	87
15	(12)	(10)	Resultados financeiros	18	(22)
5	8	7	Juros a receber	11	15
(33)	(29)	(26)	Juros a pagar	(67)	(55)
25	24	27	Capitalização juros	46	51
(0)	(3)	(10)	Diferenças de câmbio	(7)	(13)
23	(4)	(4)	<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	44	(7)
(4)	(7)	(4)	Outros custos/proveitos financeiros	(9)	(12)
165	324	226	Resultados antes de impostos	172	550
(82)	(136)	(105)	Impostos ¹	(93)	(241)
(6)	(35)	(9)	Imposto contribuição sector energético ²	(51)	(44)
78	153	112	Resultados antes de interesses que não controlam	29	265
(12)	(19)	(12)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(21)	(31)
66	134	99	Resultado líquido	8	234

¹ Inclui impostos sobre o rendimento e impostos sobre a produção de petróleo e gás natural, nomeadamente Participação Especial (Brasil) e IRP (Angola).

² Inclui €16,3 m, €17,0 m e €10,6 m da CESE I, CESE II e Fondo Nacional de Eficiencia Energética, respetivamente, no primeiro semestre de 2017.

Resultados segundo trimestre 2017

31 de julho 2017

7.8. Situação financeira consolidada

€m

	31 dezembro 2016	31 março 2017	30 junho 2017
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	5.910	6.021	5.693
Goodwill	87	86	85
Outros ativos fixos intangíveis	268	266	258
Participações financeiras em associadas	1.432	1.501	1.391
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Contas a receber	247	261	246
Ativos por impostos diferidos	335	317	339
Investimentos financeiros	26	26	31
Total de ativos não correntes	8.307	8.481	8.046
Ativo corrente			
Inventários ¹	869	1.049	894
Clientes	1.041	1.077	959
Contas a receber	556	530	457
Empréstimo Sinopec	610	561	527
Investimentos financeiros	19	13	12
Caixa e equivalentes	1.033	959	1.020
Subtotal de ativos correntes	4.128	4.189	3.869
Ativos não correntes detidos para venda	4	-	-
Total de ativos correntes	4.132	4.189	3.869
Total do ativo	12.439	12.671	11.915
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	404	386	41
Outras reservas	2.687	2.687	2.687
Reservas de cobertura	4	5	5
Resultados acumulados	795	973	776
Resultado líquido do período	179	134	234
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.980	5.097	4.654
Interesses que não controlam	1.563	1.577	1.464
Total do capital próprio	6.543	6.674	6.118
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	912	885	971
Empréstimos obrigacionistas	1.666	1.297	1.097
Outras contas a pagar ²	305	301	297
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	359	359	348
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	66	69	99
Outros instrumentos financeiros	1	3	10
Provisões	429	565	558
Total do passivo não corrente	3.738	3.479	3.380
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	308	284	242
Empréstimos obrigacionistas	17	388	566
Fornecedores	850	837	726
Outras contas a pagar ³	884	883	811
Outros instrumentos financeiros	17	10	18
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	75	115	55
Subtotal do passivo corrente	2.152	2.517	2.418
Passivos associados a ativos não correntes detidos para venda	5	-	-
Total do passivo corrente	2.157	2.517	2.418
Total do passivo	5.896	5.996	5.797
Total do capital próprio e do passivo	12.439	12.671	11.915

¹ Inclui €91 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 30 de junho de 2017.² Inclui €165 m correspondente aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 30 de junho de 2017.³ Inclui €14 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 30 de junho de 2017.

8. Bases de apresentação da informação

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp foram elaboradas em conformidade com as IFRS, e sujeitas a revisão limitada. A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 30 de junho de 2017 e 2016 e 31 de março de 2017. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016.

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. 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 por 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 efeito a partir de 1 de janeiro de 2017, as imparidades relativas a ativos exploratórios no negócio de E&P são consideradas como evento recorrente.

Com efeitos a partir de 1 de outubro de 2016, a contribuição relativa à atividade de trading de petróleo produzido, que era anteriormente contabilizada no negócio de R&D, passou a ser contabilizada no negócio de E&P.

Durante o quarto trimestre de 2016, o período de vida útil de alguns ativos de refinação foi revisto, contribuindo para o aumento das Depreciações & Amortizações a partir do segundo semestre de 2016.

9. 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

45% Margem *Hydrocracking* de Roterdão: -100% Brent *dated*, +2,2% GPL 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, +9,0% LSFO 1% FOB Cg; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2017: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$7,66/ton. Rendimentos mássicos.

Margem *cracking* de Roterdão

42,5% Margem *cracking* de Roterdão: -100% Brent *dated*, +2,3% GPL 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, +15,3% LSFO 1% FOB Cg; C&Q: 7,7%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2017: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,66/ton. Rendimentos mássicos.

Margem óleos base de Roterdão

7% Margem Óleos Base de Roterdão: -100% Arabian Light, +3,5% GPL 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% 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 2017: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,66/ton. Rendimentos mássicos.

Margem aromáticos de Roterdão

5,5% Margem Aromáticos de Roterdão: -60% EuroBob NWE FOB Bg, -40% 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 2017

31 de julho 2017

ABREVIATURAS

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas

bbl: barril de petróleo

BBLT: Benguela-Belize-Lobito-Tomboco

Bg: *Barges*

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*

CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

COOEC: China Offshore Oil Engineering Co. Ltd.

CTA: *Cumulative Translation Adjustment*

E&P: Exploração & Produção

Ebit: Resultado operacional.

Ebitda: Ebit mais depreciações, amortizações e provisões.

EUA: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

FLNG: unidade flutuante de liquefação de gás natural

FOB: *Free on Board*

FPSO: *Floating, production, storage and offloading unit*

Galp, Empresa ou Grupo: Galp Energia, SGPS, S.A., subsidiária e empresas participadas.

G&P: Gas & Power

GGND: Galp Gás Natural Distribuição, S.A.

GN: gás natural

GNL: gás natural liquefeito

GPL: gás de petróleo liquefeito

GWh: *gigawatt per hour*

HC: *hydrocracker*

IAS: *International Accounting Standards*

IFRS: *International Financial Reporting Standards*, ou seja, Normas Internacionais de Relato Financeiro

IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo, pagável em Angola

IRC: Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas

ISP: Imposto sobre produtos petrolíferos

IVA: Imposto sobre o Valor Acrescentado

JKM: *Japan Korea Marker*

k: mil

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kbpd: 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*, ou seja milhões de unidades térmicas britânicas

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

mtpa: milhões de toneladas por ano

MW: megawatt

NBP: National Balancing Point

NWE: *North-western Europe*, i.e., Noroeste da Europa

OPEP: Organização dos Países Exportadores de Petróleo

p.p.: pontos percentuais

R&D: Refinação & Distribuição

RC: *Replacement Cost*

RCA: *Replacement Cost Ajustado*

s.s.: sem significado

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@galp.com

Reuters: GALP.LS
Bloomberg: GALP PL