

energia cria energia



RESULTADOS TERCEIRO TRIMESTRE 2016

28 de outubro 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.....	11
6. GAS & POWER	13
7. INFORMAÇÃO FINANCEIRA.....	15
7.1. Demonstração de resultados.....	15
7.2. Investimento	17
7.3. <i>Cash flow</i>	18
7.4. Situação financeira	20
7.5. Dívida financeira.....	20
7.6. Vendas e prestações de serviços RCA por negócio	21
7.7. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>Replacement Cost Ajustados</i>	22
7.8. Eventos não recorrentes.....	23
7.9. Demonstração de resultados consolidados em IFRS.....	24
7.10. Situação financeira consolidada.....	25
8. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO	26
9. EVENTOS SUBSEQUENTES	26
10. DEFINIÇÕES	28

1. Sumário executivo

Principais destaques no terceiro trimestre de 2016

- O Ebitda consolidado do Grupo numa base *replacement cost* ajustada (RCA) aumentou 14% para os €384 m face ao segundo trimestre de 2016, devido ao aumento da produção no negócio de Exploração & Produção (E&P) e à sazonalidade da comercialização de produtos petrolíferos no negócio de Refinação & Distribuição (R&D). Em relação ao período homólogo de 2015, o Ebitda desceu 6%, devido ao decréscimo das margens de refinação no negócio de R&D, e apesar da maior contribuição do negócio de E&P; o negócio de Gás & Power (G&P) manteve uma contribuição estável para o Ebitda do Grupo.
- O resultado líquido RCA totalizou €115 m, um decréscimo de €66 m relativamente ao terceiro trimestre de 2015, e considera um efeito *stock* de €14 m e eventos não recorrentes de €37 m. O resultado líquido de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) foi de €91 m.
- A produção *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 35% face ao segundo trimestre do ano e 62% face ao período homólogo de 2015 para os 74,0 kboepd, principalmente devido à maior produção no Brasil, com especial enfoque no aumento da produção na área de Iracema Norte e no início de produção nas áreas de Lula Alto e Lula Central.
- A margem de refinação da Galp foi de \$3,4/boe, face a \$6,7/boe no terceiro trimestre do ano anterior. A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para os resultados.
- As vendas totais de gás natural diminuíram 8% para 1.750 milhões de metros cúbicos (mm³), devido à redução de 18% dos volumes vendidos no segmento de trading, tendo sido apenas parcialmente compensada pelo aumento das vendas ao segmento elétrico.
- O investimento foi de €244 m, 85% dos quais alocados ao negócio de E&P, que foram sobretudo investidos no desenvolvimento do bloco BM-S-11 no Brasil e do bloco 32 em Angola.
- A dívida líquida do Grupo situava-se em €1,6 bn no final de setembro, considerando os ativos e passivos da GGND como detidos para venda e o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes, sendo o rácio dívida líquida para Ebitda de 1,4x.
- Durante o trimestre, a GGND emitiu instrumentos de dívida no montante de €600 m e reembolsou o empréstimo acionista de €568 m à Galp. No dia 27 de outubro, a Galp concluiu a venda de 22,5% da GGND à Meet Europe Natural Gas, Lda. (Meet Europe), detida pela Marubeni Corporation (50%) e pela Toho Gas Co., Ltd. (50%). O preço final foi de €141 m, baseado no preço inicial acordado somado de ajustamentos conforme estabelecido no contrato de compra e venda (SPA). A partir desta data, a GGND deixa de ser consolidada nas contas do Grupo.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

2. Principais indicadores

Informação financeira

€ m (RCA)

Trimestre					Nove Meses				
2T16	3T15	3T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
337	407	384	(23)	(6%)	Ebitda RCA	1.229	1.015	(215)	(17%)
86	89	127	38	43%	Exploração & Produção	302	262	(40)	(13%)
143	241	180	(61)	(25%)	Refinação & Distribuição	614	471	(142)	(23%)
97	72	73	0	0%	Gas & Power	292	260	(32)	(11%)
185	259	211	(48)	(19%)	Ebit RCA	791	534	(257)	(33%)
131	100	194	94	94%	Ebit IFRS	441	322	(119)	(27%)
133	180	115	(66)	(36%)	Resultado líquido RCA	490	361	(129)	(26%)
66	46	91	45	97%	Resultado líquido IFRS	117	99	(18)	(15%)
287	256	244	(11)	(4%)	Investimento	852	874	22	3%
1.891	1.606	1.631	25	2%	Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.606	1.631	25	2%
1,6x	1,1x	1,4x	-	-	Rácio dívida líquida para Ebitda RCA²	1,1x	1,4x	-	-

¹Considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.²Rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo à Sinopec de €575 como caixa, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €169 m, sendo o Ebitda dos últimos doze meses a RCA € 1.297 m, relativamente a 30 de setembro de 2016.

Indicadores operacionais

Trimestre					Nove Meses				
2T16	3T15	3T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
54,7	45,7	74,0	28,3	62%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	43,7	61,7	18,1	41%
52,2	43,9	71,5	27,6	63%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	41,2	59,2	18,0	44%
38,3	43,8	36,4	(7,4)	(17%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	49,0	33,9	(15,1)	(31%)
26,3	29,8	29,4	(0,4)	(1%)	Matérias-primas processadas (mmboe)	85,8	80,9	(4,9)	(6%)
4,6	6,7	3,4	(3,4)	(50%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	6,6	4,0	(2,7)	(40%)
2,3	2,4	2,3	(0,1)	(5%)	Vendas a clientes diretos (mt)	6,9	6,7	(0,3)	(4%)
881	933	950	17	2%	Vendas de gás natural a clientes diretos (mm ³)	2.851	2.732	(119)	(4%)
712	976	800	(176)	(18%)	Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	3.122	2.471	(651)	(21%)

Indicadores de mercado

Trimestre					Nove Meses				
2T16	3T15	3T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
1,13	1,11	1,12	0,00	0%	Taxa de câmbio (EUR:USD)	1,11	1,12	0,00	0%
45,6	50,5	45,9	(4,6)	(9%)	Preço médio do <i>dated</i> Brent ¹ (USD/bbl)	55,3	41,9	(13,4)	(24%)
(2,2)	(1,3)	(2,1)	(0,8)	66%	Diferencial crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(1,1)	(2,2)	(1,1)	s.s.
4,4	6,0	4,4	(1,6)	(27%)	Preço gás natural NBP Reino Unido ³ (USD/mmbtu)	6,4	4,3	(2,1)	(32%)
4,7	7,6	5,6	(2,0)	(26%)	Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	7,6	5,2	(2,3)	(31%)
2,9	6,2	2,3	(3,9)	(63%)	Margem de refinação <i>benchmark</i> ⁴ (USD/bbl)	5,6	2,8	(2,7)	(49%)
15,3	15,5	16,0	0,5	4%	Mercado <i>oil</i> ibérico ⁵ (mt)	45,0	46,2	1,2	3%
7.020	7.168	7.135	(33)	(0,5%)	Mercado gás natural ibérico ⁶ (mm ³)	23.127	22.809	(318)	(1,4%)

Fonte: Bloomberg. ²Fonte: Platts. Urals NWE *dated* para crude pesado; *dated* Brent para crude leve. ³Fonte: Platts.⁴Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem de refinação *benchmark* vide "Definições". ⁵Fonte: APETRO para Portugal; CORES para Espanha e inclui estimativa para setembro de 2016. ⁶Fonte: Galp e Enagás.

3. Envolvente de mercado

Dated Brent

No terceiro trimestre de 2016 a cotação média do *dated* Brent diminuiu \$4,6/bbl em relação ao período homólogo de 2015, para \$45,9/bbl. Esta diminuição resultou do diferencial entre a oferta e a procura, que conduziu a um aumento dos *stocks* a nível global.

Nos primeiros nove meses de 2016, o valor médio do *dated* Brent foi de \$41,9/bbl, o que correspondeu a uma diminuição de \$13,4/bbl face ao período homólogo do ano anterior.

No terceiro trimestre de 2016, o diferencial entre o preço do *dated* Brent e o Urals alargou de \$1,3/bbl, no período homólogo de 2015, para \$2,1/bbl. Esta diferença resultou do aumento da produção de petróleo bruto pela Rússia, facto agravado pelo aumento da oferta de crudes concorrentes provenientes do Médio Oriente com destino ao Mediterrâneo.

Nos primeiros nove meses de 2016, o diferencial de preços alargou \$1,1/bbl, relativamente ao período homólogo de 2015, para \$2,2/bbl.

Gás natural

O preço de gás natural na Europa (NBP) diminuiu de \$6,0/mmbtu no terceiro trimestre de 2015 para \$4,4/mmbtu no mesmo período de 2016. Esta descida deveu-se à queda do preço do crude, indexante de muitos contratos de gás natural, e a constrangimentos no armazenamento de gás no Reino Unido.

Nos primeiros nove meses de 2016, o valor médio do NBP foi de \$4,3/mmbtu, o que correspondeu a uma diminuição de \$2,1/mmbtu face ao período homólogo do ano anterior.

O preço asiático de referência de GNL (JKM) diminuiu de \$7,6/mmbtu no terceiro trimestre de 2015 para \$5,6/mmbtu no terceiro trimestre de 2016.

Nos primeiros nove meses de 2016, o valor médio do JKM foi de \$5,2/mmbtu, o que correspondeu a uma diminuição de \$2,3/mmbtu face ao período homólogo do ano anterior.

Margens de refinação

No terceiro trimestre de 2016, a margem de refinação *benchmark* diminuiu \$3,9/bbl face ao período homólogo de 2015, para \$2,3/bbl, na sequência da evolução negativa dos *cracks* da gasolina e do gasóleo.

O *crack* da gasolina no terceiro trimestre foi de \$9,1/bbl, comparativamente a \$20,1/bbl no período homólogo de 2015, devido aos *stocks* elevados de destilados leves, nomeadamente na costa leste dos EUA, destino habitual da produção europeia.

O *crack* do gasóleo no terceiro trimestre de 2016 foi de \$10,1/bbl, uma redução de \$5,8/bbl face ao período homólogo do ano anterior. O *crack* do gasóleo foi pressionado pelo aumento de *stocks* ao longo do ano.

Nos primeiros nove meses de 2016, a margem de refinação *benchmark* situou-se em \$2,8/bbl, menos \$2,7/bbl que no período homólogo de 2015, devido à descida dos *cracks* da gasolina e do gasóleo, que diminuiram respetivamente \$5,6/bbl e \$7,1/bbl.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

Mercado ibérico

No terceiro trimestre de 2016, o mercado ibérico de produtos petrolíferos totalizou 16,0 milhões de toneladas (mt), um crescimento de 4% face ao período homólogo de 2015, suportado pelo aumento da procura de gasóleo e de *jet*, em resultado do aumento da atividade turística.

Comparando os primeiros nove meses de 2016 com o período homólogo de 2015, o mercado ibérico de produtos petrolíferos aumentou de 45,0 mt para 46,2 mt.

No terceiro trimestre de 2016, o mercado de gás natural na Península Ibérica decresceu cerca de 0,5% face ao período homólogo de 2015, para os 7.135 mm³. Este resultado deveu-se à redução de 5% na procura de gás para produção elétrica, na sequência do aumento da produção de origem renovável e nuclear.

Nos primeiros nove meses de 2016, o mercado ibérico de gás natural situou-se em 22.809 mm³, uma descida de 1,4% face ao período homólogo de 2015, que se deveu à menor procura pelo sector elétrico espanhol, em consequência de uma maior hidraulicidade.



4. Exploração & Produção

4.1. Atividades de desenvolvimento

Brasil

No terceiro trimestre de 2016, a Galp e os seus parceiros deram continuidade ao desenvolvimento do campo Lula/Iracema. Destaca-se a eficiência operacional alcançada pelo consórcio nas atividades de perfuração e completação, bem como no *ramp-up* das unidades, o que tem resultado num decréscimo contínuo na duração média destas operações.

A FPSO Cidade de Angra dos Reis (#1) e a FPSO Cidade de Paraty (#2) retomaram o *plateau* de produção nas áreas de Lula Piloto e Lula Nordeste, uma vez terminadas as atividades de manutenção realizadas no segundo trimestre.

Na área de Iracema Sul, a FPSO Cidade de Mangaratiba (#3) continuou a produzir em *plateau*, tendo atualmente conectados seis poços produtores e cinco poços injetores. A ligação à rede de exportação de gás, esperada para o quarto trimestre de 2016, permitirá uma maior flexibilidade operacional e a comercialização do gás natural associado à produção de petróleo.

A FPSO Cidade de Itaguaí (#4), na área de Iracema Norte, foi interligada à rede de exportação de gás durante o trimestre, o que permitiu que a unidade atingisse o *plateau* de produção em apenas 13 meses após a entrada em operação.

A FPSO Cidade de Maricá (#5), alocada à área de Lula Alto, continuou a beneficiar de excelente produtividade, tendo sido conectado o quarto poço produtor durante o terceiro trimestre.

A FPSO Cidade de Saquarema (#6), alocada à área de Lula Central, iniciou produção em julho, dentro do prazo previsto. O plano de desenvolvimento desta área contempla a ligação de nove poços produtores e nove injetores. A unidade registou uma produção média de cerca de 30 kbpd desde que entrou em operação, através de apenas um poço produtor. É importante destacar que, já em outubro, a FPSO #6 alcançou uma produção de c.80 kbpd após a conexão de dois poços produtores adicionais.

No que diz respeito às FPSO replicantes, a unidade alocada à área de Lula Sul encontra-se no estaleiro da Brasfels no Brasil, onde os trabalhos de integração estão a ser finalizados, encontrando-se os módulos de compressão e injeção de CO₂ e gás na fase final de integração. No que respeita à segunda FPSO replicante a entrar em produção, destinada à área de desenvolvimento de Lula Norte, esta encontra-se no estaleiro da COOEC (China), onde decorrem os trabalhos de integração dos módulos *topside*.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

Poços de desenvolvimento nas áreas de Lula/Iracema

	Projeto	Tipo de poços			
			Planeados	Perfurados	Conectados
#1	Lula Piloto	Produtores	7	7	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	4
	<i>FPSO Cidade de Maricá</i>	Injetores	7	6	2
#6	Lula Central	Produtores	9	7	3
	<i>FPSO Cidade de Saquarema</i>	Injetores	9	6	1

Nota: informação à data de 27 de outubro de 2016.

Moçambique

Relativamente ao projeto *offshore* Coral Sul na Área 4, destaca-se a assinatura, em outubro, do contrato para a compra e venda do gás natural liquefeito (GNL) com a BP. O contrato garante a venda de 100% dos volumes de GNL por um período de 20 anos, com base na produção da área de Coral Sul, estando no entanto dependente da tomada de decisão final do investimento do projeto (FID). O consórcio encontra-se entretanto a finalizar os restantes acordos comerciais e a negociar o financiamento do projeto.

No que se refere ao projeto *onshore* Mamba, continuam a ser analisadas as propostas de EPC para as soluções de *upstream* e *midstream*.

Angola

No bloco 32, prossegue a campanha de perfuração e completção dos poços relativos à área de desenvolvimento do Kaombo. As duas unidades FPSO encontram-se a serem convertidas nos estaleiros da Sembawang em Singapura.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

4.2. Desempenho operacional

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

Trimestre						Nove Meses			
2T16	3T15	3T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
54,7	45,7	74,0	28,3	62%	Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	43,7	61,7	18,1	41%
51,7	42,2	68,8	26,6	63%	Produção de petróleo (kbpd)	40,4	57,8	17,4	43%
52,2	43,9	71,5	27,6	63%	Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	41,2	59,2	18,0	44%
7,1	6,1	7,3	1,2	19%	Angola	7,1	7,5	0,4	5%
45,0	37,8	64,2	26,4	70%	Brasil	34,1	51,7	17,6	52%
38,3	43,8	36,4	(7,4)	(17%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural² (USD/boe)	49,0	33,9	(15,1)	(31%)
3,8	3,9	3,7	(0,2)	(4%)	Royalties³ (USD/boe)	4,4	3,5	(1,0)	(22%)
9,8	9,5	7,6	(2,0)	(21%)	Custo de produção (USD/boe)	9,6	8,6	(0,9)	(10%)
14,8	15,5	13,8	(1,7)	(11%)	Amortizações⁴ (USD/boe)	16,9	14,7	(2,1)	(13%)
86	89	127	38	43%	Ebitda RCA	302	262	(40)	(13%)
63	56	82	25	45%	Depreciações e Amortizações ⁴	170	215	44	26%
(0)	-	(0)	s.s.	s.s.	Provisões	-	(0)	s.s.	s.s.
24	33	46	13	39%	Ebit RCA	131	48	(84)	(64%)
(62)	33	18	(16)	(46%)	Ebit IFRS	48	(75)	(123)	s.s.
8	2	2	0	8%	Resultados de Empresas associadas E&P	11	13	2	19%

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

Terceiro trimestre

No terceiro trimestre de 2016, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 62% face ao período homólogo de 2015, para 74,0 kboepd, dos quais 93% corresponderam a produção de petróleo.

A produção proveniente do Brasil aumentou 26,4 kboepd face ao período homólogo, para 64,2 kboepd. O aumento verificado deveu-se principalmente à contribuição das FPSO #4 e #5 que, no período, registaram uma produção média respetivamente de 13,0 kboepd e 10,2 kbpd. O início de produção da FPSO #6, que registou uma produção média de 2,7 kbpd no trimestre, contribuiu também para este aumento. A exportação de gás natural também aumentou 1,8 kboepd face ao período homólogo para

5,2 kboepd, na sequência da conexão da FPSO #4 à rede de exportação de gás.

Em Angola, a produção *working interest* foi de 9,8 kbpd, um aumento de 25% face ao período homólogo de 2015, quando a produção havia sido impactada por uma paragem na plataforma BBLT para manutenção e para *tie-back* do campo Lianzi.

A produção *net entitlement* foi de 71,5 kboepd, um aumento de 63% face ao terceiro trimestre de 2015, e uma evolução em linha com a produção *working interest*.

Nove Meses

Nos primeiros nove meses de 2016, a produção *working interest* foi de 61,7 kboepd, um aumento de 41% face ao período homólogo de 2015, o que se deveu principalmente à entrada em

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

produção das unidades #4, #5 e #6, bem como ao aumento de produção da FPSO #3 no Brasil.

A exportação de gás natural aumentou 0,6 kboepd face ao período homólogo, atingindo os 3,9 kboepd, na sequência da conexão da FPSO#4 à infraestrutura de exportação de gás.

Resultados

Terceiro trimestre

No terceiro trimestre de 2016, o Ebitda RCA foi de €127 m, um aumento de €38 m face ao período homólogo de 2015, tendo o aumento da produção compensado o menor preço médio de realização.

Os custos de produção foram de cerca de €45 m no trimestre, um aumento de €10 m face ao período homólogo de 2015, na sequência da entrada em produção das FPSO #5 e #6 no Brasil. No entanto, em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção diminuíram \$2,0/boe para os \$7,6/boe, devido a um maior efeito de diluição na produção e a um ajustamento extraordinário (*one off*) no Brasil.

No terceiro trimestre de 2016, as amortizações (incluindo provisões para abandono) situaram-se nos €82 m, um aumento de €25 m face ao período homólogo de 2015, devido ao aumento de produção e da base de ativos no Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias desceram de \$15,5/boe para \$13,8/boe no terceiro trimestre de 2016, beneficiando do maior efeito de diluição.

Desta forma, o Ebit RCA foi de €46 m, face a €33 m no terceiro trimestre de 2015. Os eventos não recorrentes atingiram os €28 m, principalmente relacionados com uma imparidade num projeto do *onshore* brasileiro.

Os resultados das empresas associadas afetas às atividades de E&P foram de €2 m.

Do total de gás exportado, 3,4 kboepd teve origem na área de Lula/Iracema.

A produção *net entitlement* aumentou 44% relativamente aos primeiros nove meses de 2015, para 59,2 kboepd, na sequência do aumento de produção *working interest*.

Nove meses

Nos primeiros nove meses, o Ebitda RCA diminuiu €40 m face ao período homólogo para €262 m, impactado pela diminuição do preço médio de venda e apesar do aumento verificado na produção *net entitlement*.

Os custos de produção foram de €125 m no período, um aumento de €29 m face ao período homólogo de 2015 devido ao maior número de unidades em operação no Brasil. Em termos unitários, os custos de produção desceram face aos primeiros nove meses de 2015, para \$8,6/boe.

As amortizações (incluindo provisões para abandono) aumentaram €44 m para €215 m, na sequência do aumento da base de ativos no Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações foram de \$14,7/boe, face a \$16,9/boe no período homólogo de 2015.

O Ebit RCA foi de €48 m no período, uma redução de €84 m face aos primeiros nove meses de 2015, enquanto o Ebit IFRS foi negativo em €75 m. Os eventos não recorrentes de €123 m incluem a imparidade registada no segundo trimestre no bloco 14/14k em Angola, na sequência da decisão de redução das atividades de perfuração, assim como a imparidade registada no terceiro trimestre relativa ao *onshore* brasileiro.

Nos primeiros nove meses de 2016, a contribuição das empresas associadas afetas às atividades de E&P foi de €13 m.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016



5. Refinação & Distribuição

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Nove Meses			
2T16	3T15	3T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
4,6	6,7	3,4	(3,4)	(50%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	6,6	4,0	(2,7)	(40%)
1,7	1,6	1,5	(0,1)	(4%)	Custo <i>cash</i> das refinarias¹ (USD/boe)	1,6	1,7	0,2	10%
(0,0)	(1,3)	0,2	1,5	s.s.	Impacto da cobertura da margem de refinação² (USD/boe)	(1,0)	0,1	1,1	s.s.
26,3	29,8	29,4	(0,4)	(1%)	Matérias-primas processadas (mmboe)	85,8	80,9	(4,9)	(6%)
23,2	27,0	26,4	(0,5)	(2%)	Crude processado (mmbbl)	76,4	73,6	(2,9)	(4%)
4,6	4,8	4,7	(0,1)	(2%)	Vendas de produtos refinados (mt)	14,0	13,4	(0,5)	(4%)
2,3	2,4	2,3	(0,1)	(5%)	Vendas a clientes diretos (mt)	6,9	6,7	(0,3)	(4%)
143	241	180	(61)	(25%)	Ebitda RCA	614	471	(142)	(23%)
65	68	70	2	3%	Depreciações e Amortizações	205	200	(5)	(2%)
7	4	3	(1)	(28%)	Provisões	8	16	8	96%
71	168	107	(61)	(36%)	Ebit RCA	401	256	(145)	(36%)
103	14	116	102	s.s.	Ebit IFRS	158	171	14	9%
(0)	(2)	(2)	(1)	(39%)	Resultados de Empresas associadas R&D	(2)	(2)	(0)	(25%)

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

Atividade

Terceiro trimestre

No terceiro trimestre de 2016, foram processados cerca de 29,4 milhões de barris (mmboe) de matérias-primas, em linha com o período homólogo de 2015. Destaca-se a elevada disponibilidade do aparelho refinador durante o período, nomeadamente das principais unidades de conversão. O crude representou 90% das matérias-primas processadas, 92% dos quais corresponderam a crudes médios e pesados.

A gasolina representou 21% da produção, em linha com o período homólogo, enquanto os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 46%. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias-primas processadas, em linha com o terceiro trimestre de 2015.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,3 mt, uma redução de 5% face ao terceiro trimestre de 2015, refletindo a estratégia de redução de exposição a atividades

com menor margem na Península Ibérica, nomeadamente no segmento *wholesale*. O volume de vendas em África representou cerca de 9% do volume total de vendas a clientes diretos.

Nove meses

Nos primeiros nove meses de 2016, foram processados cerca de 80,9 mmboe de matérias-primas, 6% abaixo do período homólogo de 2015. A redução reflete as paragens planeadas do *hydrocracker* em Sines e de unidades em Matosinhos no primeiro semestre de 2016. O crude representou 91% das matérias-primas processadas, dos quais 83% corresponderam a crudes médios e pesados.

A gasolina representou 23% da produção, enquanto os destilados médios representaram 46% da produção. Os consumos e quebras

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

situaram-se em 7% do total das matérias-primas processadas.

No seguimento da descida das vendas a clientes com menor margem, os volumes vendidos a

clientes diretos situaram-se nos 6,7 mt, uma redução de 4% face ao período homólogo de 2015. O volume de vendas em África representou 8% do total de vendas a clientes diretos.

Resultados

Terceiro trimestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D diminuiu para os €180 m no terceiro trimestre de 2016, refletindo as menores margens de refinação.

Com efeito, a margem de refinação da Galp foi de \$3,4/boe em comparação com a margem de \$6,7/boe no período homólogo. O diferencial face à margem *benchmark* foi de \$1,1/boe, tendo a Empresa beneficiado de oportunidades de arbitragem entre os EUA e a Europa, no que respeita à exportação de gasolinas.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €40 m, em linha face ao terceiro trimestre de 2015. Em termos unitários, os custos *cash* situaram-se em \$1,5/boe.

As operações de cobertura da margem de refinação tiveram um impacto positivo de €5 m em Ebitda durante o período, face a uma perda de €35 m no período homólogo.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve um contributo positivo para os resultados.

As amortizações e provisões mantiveram-se em €73 m. O Ebit RCA foi de €107 m, impactado por um efeito *stock* foi negativo de €15 m.

O Ebit IFRS aumentou para os €116 m, e foi afetado por eventos não recorrentes de €6 m, sobretudo relacionados com custos de reestruturação.

Os resultados de empresas associadas relativas ao negócio de R&D foram negativos em €2 m no período, impactados pelo investimento em curso em parques de armazenagem em Moçambique.

Nove meses

O negócio de R&D registou um Ebitda RCA de €471 m nos primeiros nove meses de 2016, ou seja, um decréscimo de €142 m face a igual período de 2015, devido ao menor contributo da atividade de refinação.

A margem de refinação da Galp foi de \$4,0/boe face a \$6,6/boe no período homólogo, reflexo da descida das margens de refinação nos mercados internacionais. O diferencial face à margem *benchmark* foi de \$1,2/boe.

Os custos *cash* operacionais das refinarias aumentaram €4 m para os €125 m, devido a maiores custos com manutenção em 2016, nomeadamente do *hydrocracker* em Sines. Em termos unitários, os custos *cash* situaram-se em \$1,7/boe.

As operações de cobertura tiveram um impacto positivo de €8 m no Ebitda do período.

O contributo da atividade de comercialização de produtos petrolíferos esteve em linha com o período homólogo, embora impactado pelo decréscimo nos volumes vendidos.

As amortizações e provisões totalizaram €215 m, €3 m acima do registado nos nove meses de 2015.

O Ebit RCA desceu para os €256 m, enquanto o Ebit IFRS aumentou €14 m para os €171 m no período. O efeito *stock* foi positivo em €56 m e os eventos não recorrentes atingiram os €29 m, sobretudo relacionados com imparidades sobre equipamentos na atividade de refinação e com custos de reestruturação.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

 **6. Gas & Power**

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Nove Meses			
2T16	3T15	3T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
1.593	1.909	1.750	(160)	(8%)	Vendas totais de GN/GNL (mm³)	5.973	5.203	(770)	(13%)
881	933	950	17	2%	Vendas a clientes diretos (mm ³)	2.851	2.732	(119)	(4%)
712	976	800	(176)	(18%)	Trading (mm ³)	3.122	2.471	(651)	(21%)
1.229	1.219	1.297	77	6%	Vendas de eletricidade (GWh)	3.466	3.718	252	7%
97	72	73	0	0%	Ebitda RCA	292	260	(32)	(11%)
61	38	39	0	1%	Gás Natural	191	159	(32)	(17%)
33	32	26	(6)	(19%)	Infraestruturas	98	91	(7)	(7%)
4	2	8	6	s.s.	Power	3	9	6	s.s.
15	14	15	1	6%	Depreciações e Amortizações	46	44	(2)	(4%)
1	4	3	(1)	(32%)	Provisões	6	4	(2)	(35%)
81	54	55	1	1%	Ebit RCA	240	211	(28)	(12%)
82	49	57	8	17%	Ebit IFRS	217	208	(9)	(4%)
17	16	16	(1)	(5%)	Resultados de Empresas associadas G&P	50	50	(1)	(1%)

Atividade**Terceiro trimestre**

No terceiro trimestre de 2016, os volumes vendidos de gás natural situaram-se em 1.750 mm³, uma redução 8% em relação ao terceiro trimestre de 2015, devido sobretudo à redução dos volumes vendidos no segmento de trading.

Durante o período, foram efetuadas seis operações de trading de GNL com base nos contratos estruturados, menos três do que o total verificado no período homólogo. Os volumes de trading de rede também diminuíram, 59 mm³, para os 295 mm³.

As vendas a clientes diretos cresceram 2%, devido essencialmente ao aumento de 18% nos volumes vendidos no segmento elétrico que se situaram nos 332 mm³. Este aumento vem na sequência da maior produção elétrica a partir de gás natural em Portugal.

Os volumes vendidos no mercado convencional, ou seja, nos segmentos industrial e de retalho, tiveram uma redução de 5% face ao período

homólogo, devido principalmente à redução dos volumes vendidos no segmento industrial em Portugal.

As vendas de eletricidade foram de 1.297 GWh, registando um aumento de 77 GWh face ao terceiro trimestre de 2015, com o contributo da operação das cogerações.

Nove meses

As vendas de gás natural nos primeiros nove meses de 2016 foram de 5.203 mm³, uma diminuição de 13% face ao período homólogo.

Os volumes do segmento de trading desceram 21%, reflexo de menores oportunidades no mercado internacional. Foram efetuadas 20 operações de trading de GNL no período, menos sete do que nos primeiros nove meses de 2015.

Os volumes vendidos a clientes diretos também desceram 4%, na sequência dos menores volumes vendidos no segmento convencional.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

As vendas de eletricidade totalizaram 3.718 GWh, um aumento de 252 GWh face ao período homólogo, que se deveu principalmente ao

aumento da atividade de comercialização de eletricidade.

Resultados

Terceiro trimestre

O negócio de G&P registou um Ebitda RCA de €73 m no terceiro trimestre de 2016, em linha com o período homólogo.

Apesar dos menores volumes vendidos, o Ebitda do segmento de gás natural manteve-se estável em €39 m, tendo sido suportado pela atividade de trading estruturado.

O Ebitda da atividade de infraestruturas reguladas diminuiu €6 m para os €26 m, reflexo da revisão da taxa de remuneração para os 6,2%, face a 7,9% no período homólogo.

A atividade de power teve um Ebitda de €8 m, uma melhoria de €6 m relativamente ao terceiro trimestre de 2015, o qual havia sido negativamente impactado pelo desfasamento temporal do indexante do preço de compra do gás natural face ao da venda de energia.

O Ebit RCA situou-se nos €55 m, em linha com o período homólogo de 2015, e incluindo um efeito *stock* negativo de €2 m. O Ebit IFRS atingiu os €57 m, comparativamente a €49 m no período homólogo.

Os resultados de empresas associadas, nomeadamente as participações detidas em gasodutos internacionais, mantiveram a sua contribuição estável de €16 m.

Nove meses

O Ebitda do segmento de G&P diminuiu €32 m nos primeiros nove meses de 2016 para os €260 m, sobretudo na sequência de menores resultados da atividade de gás natural.

O Ebitda do segmento de gás natural diminuiu 17% para os €159 m, devido aos menores volumes vendidos.

O negócio de infraestruturas reguladas contribuiu com €91 m para os resultados, uma redução de €7 m face ao período homólogo, e que refletiu a menor taxa de remuneração em vigor desde 1 de julho de 2016.

O Ebitda do negócio de power normalizou no período, tendo aumentado €6 m para os €9 m nos nove meses de 2016.

As depreciações, amortizações e provisões no negócio de G&P situaram-se nos €49 m, em linha com o período homólogo.

O Ebit RCA situou-se nos €211 m, uma diminuição de €28 m face aos primeiros nove meses de 2015, e foi impactado por um efeito *stock* positivo de €6 m e eventos não recorrentes de -€3 m. O Ebit IFRS atingiu os €208 m, face a €217 m no período homólogo.

Os resultados de empresas associadas relativas ao negócio de G&P mantiveram a sua contribuição de €50 m para os resultados do período.

7. Informação financeira

7.1. Demonstração de resultados

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Nove Meses			
2T16	3T15	3T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
3.267	3.904	3.499	(405)	(10%)	Vendas e prestações de serviços	12.083	9.595	(2.488)	(21%)
(2.554)	(3.116)	(2.715)	(402)	(13%)	Custo das mercadorias vendidas	(9.723)	(7.424)	(2.298)	(24%)
(310)	(303)	(325)	22	7%	Fornecimentos e serviços externos	(911)	(948)	37	4%
(73)	(85)	(83)	(3)	(3%)	Custos com pessoal	(241)	(231)	(11)	(4%)
8	8	8	(0)	(1%)	Outros proveitos (custos) operacionais	22	24	2	7%
337	407	384	(23)	(6%)	Ebitda RCA	1.229	1.015	(215)	(17%)
366	252	392	141	56%	Ebitda IFRS	976	922	(54)	(6%)
(144)	(140)	(168)	28	20%	Depreciações e Amortizações	(422)	(462)	40	10%
(8)	(8)	(6)	(2)	(27%)	Provisões	(17)	(19)	2	13%
185	259	211	(48)	(19%)	Ebit RCA	791	534	(257)	(33%)
131	100	194	94	94%	Ebit IFRS	441	322	(119)	(27%)
24	17	16	(1)	(8%)	Resultados de empresas associadas	60	61	1	2%
15	(8)	(16)	(8)	s.s.	Resultados financeiros	(68)	3	70	s.s.
224	269	211	(58)	(22%)	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam	783	597	(186)	(24%)
(79)	(68)	(83)	15	21%	Impostos ¹	(247)	(201)	(46)	(18%)
(12)	(20)	(13)	(7)	(34%)	Interesses que não controlam	(46)	(34)	(12)	(25%)
133	180	115	(66)	(36%)	Resultado líquido RCA	490	361	(129)	(26%)
(98)	(19)	(37)	18	98%	Eventos não recorrentes	(189)	(215)	27	14%
35	161	77	(84)	(52%)	Resultado líquido RC	301	146	(155)	(52%)
31	(115)	14	129	s.s.	Efeito <i>stock</i>	(184)	(47)	(137)	(74%)
66	46	91	45	97%	Resultado líquido IFRS	117	99	(18)	(15%)

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

Terceiro trimestre

No terceiro trimestre de 2016, as vendas e prestações de serviços situaram-se nos €3.499 m, uma redução de 10% face ao período homólogo de 2015, que se deveu principalmente ao decréscimo das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos.

Os custos operacionais registaram um decréscimo de 11% face ao terceiro trimestre de 2015 para €3.115 m, devido à redução de 13% do custo das mercadorias vendidas. Os custos com fornecimentos e serviços externos aumentaram 7%, sobretudo relacionados com o aumento da produção no Brasil. Os custos com pessoal desceram 3% face ao período homólogo.

O Ebitda RCA desceu 6% no período para os €384 m, na sequência da menor contribuição do negócio de R&D. Por outro lado, o Ebitda IFRS aumentou €141 m, situando-se em €392 m.

O Ebit RCA foi de €211 m, menos €48 m do que no período homólogo de 2015, enquanto o Ebit IFRS aumentou €94 m para os €194 m.

Os resultados de empresas associadas foram de €16 m, face a €17 m no período homólogo.

Os resultados financeiros foram negativos em €16 m, devido a uma perda de €13 m relativa a operações *mark-to-market*, sobretudo relacionadas com a cobertura da margem de refinação.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

Os juros financeiros líquidos foram de €23 m, uma descida de €6 m face ao período homólogo de 2015 que reflete o menor custo da dívida.

Os impostos RCA aumentaram para os €83 m, consequência dos maiores resultados gerados no negócio de E&P. Os impostos sobre a produção de petróleo e gás situaram-se em €23 m.

Os interesses que não controlam, principalmente atribuíveis à participação da Sinopec na Petrogal

Brasil, situaram-se em €13 m.

O resultado líquido RCA atingiu os €115 m, menos €66 m do que no período homólogo, incluindo um efeito *stock* de €14 m e também eventos não recorrentes de €37 m. Os eventos não recorrentes estiveram sobretudo relacionados um bloco *onshore* no Brasil e de ativos relacionados com a atividade de biocombustíveis.

O resultado líquido IFRS foi de €91 m.

Nove meses

Nos primeiros nove meses de 2016, as vendas e prestações de serviços registaram um decréscimo de 21% face ao período homólogo para os €9.595 m, devido principalmente à descida das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos.

Os custos operacionais desceram 21% no período e situaram-se em €8.580 m, sobretudo devido ao decréscimo de 24% do custo das mercadorias vendidas.

O Ebitda RCA foi de €1.015 m, menos 17% que no período homólogo de 2015, com uma menor contribuição de todos os segmentos de negócio. O Ebitda IFRS situou-se em €922 m, uma redução de €54 m face ao período homólogo.

O Ebit RCA desceu 33% para os €534 m, enquanto o Ebit IFRS desceu €119 m para os €322 m.

Os resultados de empresas associadas foram de €61 m, em linha com o período homólogo.

Os resultados financeiros foram positivos em €3 m, face a uma perda de €68 m no período homólogo de 2015, devido essencialmente a um ganho de €31 m nas operações *mark-to-market*, principalmente relacionadas com a cobertura da margem de refinação, o que compara com uma perda de €18 m no período homólogo.

Os juros financeiros líquidos também registaram uma melhoria de €15 m para os €79 m.

Os impostos RCA desceram €46 m para os €201 m, consequência dos menores resultados gerados.

Os interesses que não controlam, principalmente atribuíveis à Sinopec, desceram €12 m para €34 m, na sequência dos menores resultados gerados no Brasil.

O resultado líquido RCA totalizou €361 m, menos €129 m do que no período homólogo, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €99 m.

O efeito *stock* foi de €47 m e os eventos não recorrentes atingiram os €215 m, incluindo não só as imparidades registadas no contexto de E&P, 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 €48 m, dos quais c.€28 m relativos à CESE I, cujo impacto anual foi contabilizado na sua totalidade no primeiro trimestre do ano. O montante relativo à CESE II atingiu c.€20 m. A contabilização efetuada em relação à CESE decorre da estrita aplicação dos normativos contabilísticos, entendendo a Galp, com base na opinião dos mais reputados juriconsultos nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo os montantes em causa exigíveis.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

7.2. Investimento

€ m

Trimestre						Nove Meses			
2T16	3T15	3T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
245	223	208	(15)	(7%)	Exploração & Produção	782	770	(12)	(2%)
12	26	15	(11)	(43%)	Atividades de exploração e avaliação	95	36	(59)	(62%)
233	197	194	(3)	(2%)	Atividades de desenvolvimento e produção	687	734	47	7%
35	24	26	1	6%	Refinação & Distribuição	50	84	34	68%
7	8	10	2	20%	Gas & Power	17	19	2	14%
0	0	1	0	s.s.	Outros	3	1	(2)	s.s.
287	256	244	(11)	(4%)	Investimento	852	874	22	3%

Terceiro trimestre

O investimento no terceiro trimestre de 2016 foi de €244 m, com o negócio de E&P a representar 85% do total.

O investimento em atividades de desenvolvimento e produção (D&P) representou 93% do total em E&P, dos quais 78% no Brasil, nomeadamente no desenvolvimento do bloco BM-S-11. O investimento em Angola representou cerca de 20% do total em D&P, principalmente alocado ao bloco 32.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €35 m, em linha com o período homólogo, tendo sido alocado, entre outros, a atividades de manutenção, à contínua renovação

da rede de retalho de produtos petrolíferos e da infraestrutura de gás natural, bem como à melhoria dos sistemas de informação.

Nove meses

Nos primeiros nove meses de 2016, o investimento totalizou €874 m, 88% dos quais alocados ao negócio de E&P.

As atividades de D&P representaram 95% do investimento do negócio de E&P, alocado sobretudo ao desenvolvimento do bloco BM-S-11 no Brasil, que representou cerca de 75% daquele total.

O investimento nas atividades de *downstream* e gás atingiu os €103 m, incluindo o investimento na manutenção planeada das refinarias.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

7.3. Cash flow**Método indireto**

€ m (valores em IFRS)

Trimestre				Nove Meses	
2T16	3T15	3T16		2015	2016
131	100	194	Ebit	441	322
25	8	19	Dividendos de empresas associadas	45	44
221	142	193	Depreciações e amortizações	510	575
(8)	275	(164)	Variação de fundo de manei	392	(30)
369	526	242	Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais	1.389	911
(269)	(252)	(242)	Investimento líquido	(800)	(854)
(28)	(30)	(23)	Juros pagos e recebidos	(94)	(79)
(55)	(27)	(63)	Impostos de sociedades e tributação especial	(94)	(142)
(175)	(172)	(207)	Dividendos pagos	(317)	(382)
141	(102)	(29)	Outros ¹	49	163
16	57	322	Variação da dívida líquida	(133)	383

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

Terceiro trimestre

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais durante o terceiro trimestre de 2016 foi de €242 m, tendo sido negativamente influenciado pelo aumento do fundo de manei.

A dívida líquida aumentou €322 m durante o período, uma vez que os meios gerados pelas atividades operacionais não foram suficientes para compensar o investimento realizado no período e o pagamento do dividendo intercalar relativo ao exercício de 2016.

Nove meses

Durante os primeiros nove meses de 2016, a dívida líquida aumentou €383 m face ao final de 2015, devido ao aumento do investimento e dos dividendos no período.

O fundo de manei manteve-se em linha face ao período homólogo, sendo de salientar a boa performance alcançada em 2015.

A variação da dívida líquida no período considera o reembolso de €134 m relativo ao empréstimo concedido à Sinopec.

Considerando a reclassificação dos ativos e passivos da Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND) como ativos detidos para venda, a dívida líquida no final de setembro de 2016 (€2.205 m) apresentava uma redução de €216 m face a 31 de dezembro de 2015.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

Método direto

€ m

Trimestre				Nove Meses	
2T16	3T15	3T16		2015	2016
954	1.169	856	Caixa e equivalentes no início do período¹	1.023	1.045
3.762	4.405	3.887	Recebimento de clientes	13.499	10.914
(2.226)	(2.782)	(2.432)	Pagamento a fornecedores	(8.636)	(6.494)
(106)	(72)	(74)	Salários e encargos	(248)	(256)
25	8	19	Dividendos de empresas associadas	45	44
(649)	(683)	(762)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(1.997)	(2.015)
(410)	(482)	(407)	IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros	(1.387)	(1.197)
395	395	231	Total de fluxos operacionais	1.276	996
(273)	(234)	(261)	Investimento líquido	(809)	(913)
(32)	(14)	(16)	Juros pagos e recebidos	(85)	(99)
(175)	(172)	(207)	Dividendos pagos	(317)	(382)
(55)	(27)	(63)	Impostos de sociedades e tributação especial	(94)	(142)
(86)	(7)	549	Empréstimos pagos e recebidos	(95)	420
66	53	0	Reembolsos da Sinopec	182	134
60	(76)	(6)	Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	5	27
856	1.087	1.084	Caixa e equivalentes no final do período¹	1.087	1.084

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 terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

7.4. Situação financeira

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2015	30 junho, 2016 (antes de ativos detidos p/venda)	30 setembro, 2016 (antes de ativos detidos p/venda) ¹	30 setembro, 2016	Var. vs 31 dez., 2015	Var. vs 30 jun., 2016
Ativo fixo líquido	7.892	8.439	8.486	7.357	(535)	(1.082)
Fundo de maneo	510	377	541	529	19	153
Empréstimo à Sinopec	723	576	575	575	(148)	(2)
Outros ativos (passivos)	(515)	(624)	(654)	(383)	133	241
Ativos/Passivos não correntes detidos para venda	-	-	-	270	270	270
Capital empregue	8.610	8.768	8.947	8.348	(262)	(420)
Dívida de curto prazo	493	751	768	754	262	3
Dívida de médio-longo prazo	3.060	2.702	3.258	2.628	(431)	(73)
Dívida total	3.552	3.453	4.025	3.383	(169)	(70)
Caixa e equivalentes	1.130	970	1.221	1.177	47	208
Dívida líquida²	2.422	2.483	2.805	2.205	(216)	(278)
Total do capital próprio	6.188	6.285	6.143	6.143	(45)	(142)
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.610	8.768	8.947	8.348	(262)	(420)

¹ Não considera Ativos/Passivos não correntes detidos para venda, de forma a tornar os períodos comparáveis. ² A dívida líquida a 30 de setembro de 2016 não inclui dívida líquida da GGND (€599 m), que está considerada na linha Ativos/Passivos detidos para venda.

A coluna a 30 de setembro de 2016 antes da reclassificação relativa à GGND, para ativos detidos para venda, foi preparada na mesma base que a 31 de dezembro e 30 de junho, de forma a tornar os períodos comparáveis. Desta

forma, o ativo fixo líquido era de €8.486 m, um aumento de €48 m face ao final de junho. O investimento em curso, sobretudo relativo ao negócio de E&P, totalizava €2.455 m.

7.5. Dívida financeira

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2015	30 junho, 2016	30 setembro, 2016	Var. vs 31 dez, 2015	Var. vs 30 jun, 2016
Obrigações	2.154	2.134	2.136	(18)	2
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.398	1.268	1.247	(151)	(21)
Caixa e equivalentes	(1.130)	(935)	(1.177)	(47)	(242)
Dívida líquida¹	2.422	2.467	2.205	(216)	(262)
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec²	1.699	1.891	1.631	(68)	(260)
Vida média (anos) ³	3,1	2,7	3,2	0,1	0,4
Taxa de juro média da dívida ³	3,8%	3,5%	3,5%	(0,3 p.p.)	(0,0 p.p.)
Dívida líquida para Ebitda RCA ⁴	1,2x	1,6x	1,4x	-	-

¹ Dívida líquida a 30 setembro de 2016, não inclui dívida líquida da GGND (€599 m). ² Dívida líquida de €1.631 m a 30 de setembro ajustada do empréstimo concedido à Sinopec de €575 m. ³ Inclui dívida líquida da GGND, ou seja, considera dívida líquida total do Grupo de €2.805 m.

⁴ A 30 de setembro de 2016, rácio considera a dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec (€575 m), adicionado dos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil (€169 m), sendo o Ebitda RCA dos últimos 12 meses €1.297 m.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

A 30 de setembro de 2016, a dívida líquida situava-se em €2.205 m, um decréscimo de €262 m face ao final de junho. Este montante não inclui a dívida líquida relativa à GGND (ativos/passivos detidos para venda), de €599 m. Importa salientar que, durante setembro, a GGND procedeu ao reembolso à Galp do empréstimo acionista no montante de €568 m.

Considerando como caixa e equivalentes o saldo de €575 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no final do período situava-se em €1.631 m, resultando um rácio de dívida líquida para Ebitda de 1,4x. Este rácio considera ainda o valor correspondente aos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, com saldo de €169 m no final do período.

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

No final de setembro, 51% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. O prazo médio da

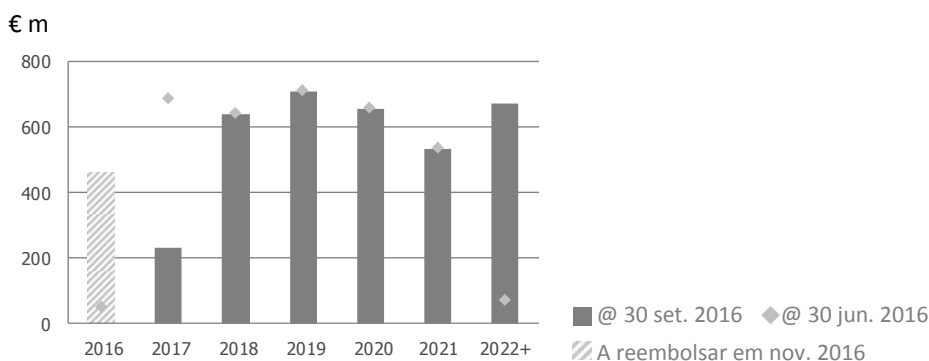
dívida era de 3,15 anos, sendo que a dívida de médio e longo prazo representava 78% do total.

A 30 de setembro de 2016, cerca de 65% do total da dívida tinha vencimento a partir de 2019, considerando a dívida da subsidiária GGND, que àquela data era ainda consolidada (apesar da reclassificação para ativos detidos para venda).

Salienta-se que a Galp exerceu uma opção de compra (*call option*) sobre um empréstimo obrigacionista no montante de €455 m, o qual tinha maturidade em 2017, e será agora reembolsado a 21 de novembro de 2016. Esta alteração foi repercutida no gráfico do perfil de reembolso da dívida.

No final do terceiro 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



7.6. Vendas e prestações de serviços RCA por negócio

€ m

Trimestre					Nove Meses				
2T16	3T15	3T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
3.267	3.904	3.499	(405)	(10%)	Vendas e prestações de serviços RCA	12.083	9.595	(2.488)	(21%)
165	162	215	53	33%	Exploração & Produção ¹	489	491	3	1%
2.657	3.182	2.878	(304)	(10%)	Refinação & Distribuição	9.373	7.702	(1.672)	(18%)
545	741	586	(154)	(21%)	Gas & Power	2.551	1.807	(744)	(29%)
31	30	29	(1)	(2%)	Outros	91	89	(2)	(2%)
(131)	(211)	(210)	(1)	(0%)	Ajustamentos de consolidação	(421)	(494)	73	17%

¹ Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €218 m no terceiro trimestre de 2016 e de €502 m nos nove meses de 2016.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

7.7. Reconciliação entre valores IFRS e valores *Replacement Cost* AjustadosEbitda *replacement cost* ajustado por segmento

€ m

Terceiro Trimestre					2016	Nove Meses				
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
392	(17)	375	9	384	Galp	922	62	984	31	1.015
125	-	125	2	127	E&P	249	-	249	13	262
189	(15)	174	7	180	R&D	396	56	452	19	471
74	(2)	72	0	73	G&P	256	6	262	(2)	260
4	-	4	(0)	4	Outros	22	-	22	1	22

€ m

Terceiro Trimestre					2015	Nove Meses				
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
252	150	401	6	407	Galp	976	241	1.217	12	1.229
88	-	88	1	89	E&P	297	-	297	5	302
92	144	237	4	241	R&D	385	218	603	10	614
67	5	72	0	72	G&P	272	23	295	(3)	292
5	-	5	0	5	Outros	22	-	22	0	22

Ebit *replacement cost* ajustado por segmento

€ m

Terceiro Trimestre					2016	Nove Meses				
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
194	(17)	177	34	211	Galp	322	62	384	150	534
18	-	18	28	46	E&P	(75)	-	(75)	123	48
116	(15)	101	6	107	R&D	171	56	227	29	256
57	(2)	55	0	55	G&P	208	6	214	(3)	211
3	-	3	(0)	3	Outros	18	-	18	1	19

€ m

Terceiro Trimestre					2015	Nove Meses				
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
100	150	250	10	259	Galp	441	241	682	108	791
33	-	33	(1)	33	E&P	48	-	48	84	131
14	144	158	10	168	R&D	158	218	376	25	401
49	5	54	(0)	54	G&P	217	23	240	(1)	240
4	-	4	0	4	Outros	19	-	19	0	19

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

7.8. Eventos não recorrentes

€ m

Trimestre				Nove Meses	
2T16	3T15	3T16		2015	2016
7,0	5,9	9,1	Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda	12,1	31,1
(2,2)	0,0	0,0	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	(0,9)	(2,1)
(0,2)	(0,1)	(0,3)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(2,8)	(1,0)
0,6	5,1	0,4	<i>Write-off</i> ativos	5,4	1,0
-	(3,7)	-	Multas	-	-
-	-	-	Subsídios investimento	(2,6)	-
4,8	4,5	5,0	Custos com reestruturação - Pessoal	13,1	14,7
-	-	0,2	Despesas de consultoria e outras	-	0,2
4,1	-	2,0	Indeminização Cessação Antecipada Contrato de Sondas	-	11,9
-	-	1,8	Custos com litigância	-	6,3
82,9	3,7	25,0	Eventos não recorrentes com impacto em custos <i>non cash</i>	96,1	118,7
5,4	1,2	0,0	Provisão para meio ambiente e outras	7,6	5,5
77,4	2,5	25,0	Provisão para Imparidade de ativos	88,5	113,1
5,3	3,2	8,9	Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros	67,5	28,3
5,3	3,2	8,9	Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras	18,6	28,3
0,0	-	(0,0)	Provisão para imparidade de investimento financeiro	48,9	-
3,4	5,5	(0,8)	Eventos não recorrentes com impacto em impostos	26,5	42,4
(2,4)	(1,5)	(10,2)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(33,2)	(18,0)
5,8	7,0	9,4	Imposto contribuição sector energético	59,8	60,4
(0,2)	0,5	(5,0)	Interesses que não controlam	(13,6)	(5,2)
98,4	18,8	37,2	Total de eventos não recorrentes	188,7	215,4

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

7.9. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€ m

Trimestre				Nove Meses	
2T16	3T15	3T16		2015	2016
3.110	3.744	3.342	Vendas	11.625	9.108
157	160	157	Serviços prestados	457	487
34	22	37	Outros rendimentos operacionais	69	89
3.301	3.926	3.536	Total de proveitos operacionais	12.151	9.684
(2.518)	(3.266)	(2.698)	Inventários consumidos e vendidos	(9.964)	(7.486)
(314)	(303)	(332)	Materiais e serviços consumidos	(911)	(970)
(78)	(90)	(87)	Gastos com o pessoal	(254)	(245)
(25)	(15)	(26)	Outros gastos operacionais	(46)	(60)
(2.935)	(3.674)	(3.144)	Total de custos operacionais	(11.175)	(8.762)
366	252	392	Ebitda	976	922
(221)	(142)	(193)	Gastos com amortizações, depreciações, imparidades	(510)	(575)
(14)	(9)	(6)	Provisões e imparidade de contas a receber	(25)	(25)
131	100	194	Ebit	441	322
19	14	7	Resultados de empresas associadas	(8)	32
15	(8)	(16)	Resultados financeiros	(68)	3
5	6	11	Juros a receber	19	23
(33)	(35)	(35)	Juros a pagar	(113)	(102)
25	27	26	Capitalização juros	66	72
(0)	(4)	(1)	Diferenças de câmbio	(8)	(7)
23	4	(13)	<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	(18)	31
(4)	(5)	(5)	Outros custos/proveitos financeiros	(13)	(14)
165	106	185	Resultados antes de impostos	366	357
(82)	(32)	(76)	Impostos ¹	(157)	(169)
(6)	(7)	(9)	Imposto contribuição sector energético ²	(60)	(60)
78	67	99	Resultados antes de interesses que não controlam	149	128
(12)	(21)	(8)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(32)	(29)
66	46	91	Resultado líquido	117	99

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

² Inclui €27,9 m, €20,4 m e €12 m da CESE I, CESE II e Fondo Nacional Eficiencia Energética, respetivamente, nos nove meses de 2016.

Resultados terceiro trimestre 2016

28 de outubro 2016

7.10. Situação financeira consolidada

€ m

	31 dezembro 2015	30 junho 2016	30 setembro 2016
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	5.216	5.686	5.715
<i>Goodwill</i>	137	134	134
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.403	264	261
Participações financeiras em associadas	1.114	1.188	1.218
Participações financeiras em participadas	2	3	3
Outras contas a receber	322	254	243
Ativos por impostos diferidos	462	391	338
Outros investimentos financeiros	24	32	30
Total de ativos não correntes	8.681	7.953	7.943
Ativo corrente			
Inventários ²	873	694	736
Clientes	805	869	944
Outras contas a receber	577	605	545
Empréstimo Sinopec	723	576	575
Outros investimentos financeiros	4	25	9
Caixa e equivalentes	1.131	938	1.179
Sub-total de ativos correntes	4.112	3.708	3.987
Ativos não correntes detidos para venda	-	1.297	1.300
Total de ativos correntes	4.112	5.005	5.287
Total do ativo	12.793	12.958	13.229
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(0)	154	127
Outras reservas	2.684	2.684	2.684
Reservas de cobertura	(2)	(2)	(3)
Resultados acumulados	1.056	1.029	822
Resultado líquido do período	123	8	99
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.772	4.784	4.641
Interesses que não controlam	1.416	1.501	1.501
Total do capital próprio	6.188	6.285	6.143
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.151	1.005	964
Empréstimos obrigacionistas	1.908	1.664	1.665
Outras contas a pagar ³	551	299	299
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefíc	422	345	347
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	109	92	78
Outros instrumentos financeiros	2	0	0
Provisões	429	450	441
Total do passivo não corrente	4.573	3.854	3.794
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	247	263	283
Empréstimos obrigacionistas	246	471	471
Fornecedores	656	729	629
Outras contas a pagar ⁴	844	826	837
Outros instrumentos financeiros	29	10	5
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	9	64	36
Sub-Total do passivo corrente	2.032	2.363	2.262
Passivos associados a ativos não correntes detidos para venda	-	455	1.030
Total do passivo corrente	2.032	2.818	3.292
Total do passivo	6.605	6.673	7.087
Total do capital próprio e do passivo	12.793	12.958	13.229

¹ Inclui contratos de concessão para a distribuição de gás natural (31 de dezembro de 2015).² Inclui €56 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 30 de setembro de 2016.³ Inclui €169 m correspondente aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 30 de setembro de 2016.⁴ Inclui €31 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 30 de setembro de 2016.

8. Eventos subsequentes

No dia 27 de outubro, a Galp Energia, SGPS, S.A. (Galp), através da sua subsidiária Galp Gas & Power, SGPS, S.A. (GGP), completou a venda de 22,5% da GGND à Meet Europe, detida pela Marubeni Corporation (50%) e pela Toho Gas Co., Ltd. (50%). O preço final foi de €141 m, baseado no preço inicial acordado somado de ajustamentos conforme estabelecido no SPA. Considerando que a GGND procedeu, em setembro, ao reembolso à Galp do empréstimo

acionista no montante de €568 m, o encaixe financeiro total resultante desta transação foi de €709 m.

A GGND deixará agora de ser consolidada nas contas do Grupo, e como tal a sua contribuição começará a ser registada na rubrica de resultados de associadas, com base no método de equivalência patrimonial.

9. Bases de apresentação da informação

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp relativas aos trimestres findos em 30 de setembro de 2016 e 2015 e em 30 de junho 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 setembro de 2016 e 2015 e 30 de junho de 2016. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 30 de setembro e 30 de junho 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.

10. 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 terceiro trimestre 2016

28 de outubro 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*

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.

EPC: Engenharia, Aprovisionamento e Construção

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

GGND: Galp Gás Natural Distribuição, S.A.

GN: gás natural

GNL: gás natural liquefeito

GWh: *gigawatt per hour*

IAS: *International Accounting Standards*

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

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*

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

MW: megawatt

NBP: National Balancing Point

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

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