

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

Resultados dos 12 meses de 2016**Aumento da produção no Brasil suporta resultados**

- A produção total (*working interest*) de petróleo e gás natural foi de 67,6 kboepd, um aumento de 48% face a 2015, o que se deveu à maior contribuição do pré-sal brasileiro com a entrada em produção de duas novas FPSO (Cidade de Maricá e Cidade de Saquarema) e o *ramp-up* de outras das seis já ali instaladas. A produção *net entitlement* (líquida) aumentou 51% para 65,1 mboepd.
- A margem de refinação da Galp foi de \$4,3 por barril, o que compara com \$6,0 no período homólogo, reflexo da descida das margens de refinação internacionais. A comercialização de produtos petrolíferos manteve uma contribuição estável para os resultados.
- As vendas totais de gás natural foram de 7.065 Mm³, uma queda de 8% face ao período homólogo, explicada essencialmente pela descida dos volumes vendidos no segmento de *trading*.
- O Ebitda consolidado do Grupo em base ajustada (RCA) totalizou €1.411 milhões, menos €127 milhões do que no período homólogo.
- O investimento totalizou €1.218 milhões, 85% dos quais foram aplicados nos projetos de E&P.
- O resultado líquido (RCA) totalizou €483 milhões, menos €156 milhões do que no período homólogo. O resultado líquido de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) foi de €179 milhões. O impacto dos eventos não recorrentes, incluindo imparidades, foi de €324 milhões.
- No final do período, a dívida líquida do Grupo situava-se em €1.870 milhões, um decréscimo de €552 milhões face ao final de 2015. Considerando o empréstimo à Sinopec de €610 milhões como caixa e equivalentes, a dívida líquida situava-se em €1.260 milhões, resultando um rácio de dívida líquida para Ebitda de 1,0x.

Trimestres					Doze meses				
3T2016	4T2015	4T2016	Var. YoY	Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
384	309	396	87	28%	Ebitda RCA	1.538	1.411	(127)	(8%)
211	178	238	60	34%	Resultado operacional RCA	969	772	(197)	(20%)
115	148	121	(27)	(18%)	Resultado líquido RCA	639	483	(156)	(24%)
91	6	80	75	s.s.	Resultado líquido IFRS	123	179	57	46%

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Trimestres					Doze meses				
3T2016	4T2015	4T2016	Var. YoY	%Var. YoY		2015	2016	Var. YoY	%Var. YoY
46	10	191	181	s.s.	Resultado operacional a custo de substituição ajustado	142	239	97	69%
74,0	52,1	84,9	32,9	63%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	45,8	67,6	21,8	48%
68,8	48,9	75,6	26,7	54%	Produção de petróleo (kbpd)	42,5	62,3	19,8	46%
71,5	49,2	82,7	33,4	68%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	43,2	65,1	21,9	51%
7,3	7,6	6,8	(0,8)	(10%)	Angola	7,2	7,3	0,1	1%
64,2	41,6	75,8	34,2	82%	Brasil	36,0	57,8	21,8	60%

Milhões de Euros (exceto indicação em contrário)

Em 2106, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 48%, atingindo os 67,6 kboepd, sendo que c. 92% correspondeu a produção de petróleo.

Este aumento deveu-se à maior contribuição do pré-sal brasileiro com a entrada e operação das FPSO Cidade de Maricá (#5) e Cidade de Saquarema (#6), bem como ao *ramp-up* da produção das FPSO Cidade de Itaguaí (#4) e Cidade de Mangaratiba (#3).

A exportação de gás natural aumentou 2,0 kboepd para os 5,3 kboepd, na sequência da conexão das FPSO Cidade de Mangaratiba (#3), Cidade de Itaguaí (#4) e Cidade de Maricá (#5) à infraestrutura de exportação de gás. Do total de gás exportado, 4,8 kboepd tiveram origem na área de Lula/Iracema.

A produção *net entitlement* foi de 65,1 kboepd, um aumento de 51% face a 2015, em linha com a produção *working interest*. Em Angola, a produção *net entitlement* foi de 7,3 kbpd, em linha com a produção de 2015. A produção proveniente do Brasil representou 89% do total da produção *net entitlement* no período, o que compara com 83% no período homólogo.

O resultado operacional (Ebit) a custo de substituição ajustado (RCA) foi €239 milhões, um aumento de €97 milhões face ao ano de 2015.

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

Trimestres					Doze meses				
3T2016	4T2015	4T2016	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var. YoY	% Var. YoY
107	103	1	(103)	(99%)	Resultado operacional a custo de substituição ajustado	504	257	(248)	(49%)
3,4	4,1	5,2	1,1	26%	Margem de refinação Galp (Usd/boe)	6,0	4,3	(1,7)	(29%)
29,4	28,8	28,8	0,1	0%	Matérias primas processadas (milhões boe)	114,6	109,7	(4,8)	(4%)
26,4	25,6	27,0	1,4	6%	Crude processado (milhões bbl)	102,0	100,5	(1,5)	(1%)
4,6	4,5	4,6	0,1	1%	Vendas de produtos refinados (milhões t)	18,2	17,8	(0,4)	(2%)
2,3	2,2	2,2	(0,0)	(2%)	Vendas a clientes diretos (milhões t)	9,1	8,8	(0,3)	(3%)
-	-	-	-	-	Número de estações de serviço	1.435	1.449	14,0	1%
-	-	-	-	-	Número de lojas de conveniência	832	836	4,0	0%

Milhões de Euros (exceto indicação em contrário)

Durante o ano de 2016, a margem de refinação da Galp foi de \$4,3/boe, menos \$1,7/boe do que no período homólogo, refletindo a descida das margens de refinação nos mercados internacionais.

Foram processados cerca de 109,7 milhões de barris (Mboe) de matérias-primas, uma diminuição de 4% face a 2015. Esta redução refletiu maioritariamente as paragens planeadas das refinarias em Sines e em Matosinhos ao longo do ano.

O crude representou 92% das matérias-primas processadas, sendo que 83% correspondeu a crudes médios e pesados. A gasolina representou 23% da produção de 2016 e os destilados médios totalizam 46% da produção total. Os consumos e quebras no período representaram 7% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 8,8 milhões de toneladas, uma redução de 3% face a 2015, refletindo a otimização do portefólio de clientes. O volume de vendas em África aumentou 7% face a 2015, representando 9% do volume total de vendas a clientes diretos durante 2016.

No final de dezembro o número de estações de serviço era de 1.449, mais 14 do que no período homólogo, enquanto a rede de lojas de conveniência totaliza hoje 836, quatro a mais do que há um ano. Esta expansão ocorreu em África.

O Ebit RCA desceu para os €257 milhões, menos €248 milhões do que no período homólogo, refletindo o ambiente adverso das margens de refinação nos mercados internacionais durante o período.

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

GAS & POWER

Trimestres					Doze meses				
3T2016	4T2015	4T2016	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var. YoY	% Var. YoY
55	63	42	(21)	(33%)	Resultado operacional a custo de substituição ajustado	303	253	(49)	(16%)
1.750	1.692	1.861	169	10%	Vendas totais de gás natural (milhões m ³)	7.665	7.065	(600)	(8%)
950	992	1.048	56	6%	Vendas a clientes diretos	3.843	3.780	(63)	(2%)
800	700	814	113	16%	Trading	3.822	3.285	(537)	(14%)
1.297	1.170	1.292	123	10%	Vendas de eletricidade (GWh)	4.636	5.010	374	8%
-	-	-	-	-	Cientes de gás natural (milhares)	719	690	(29,1)	(4%)

Milhões de Euros (exceto indicação em contrário)

As vendas de gás natural totalizaram 7.065 milhões de metros cúbicos (Mm³) durante 2016, uma diminuição de 8% face a 2015, que refletiu essencialmente a descida dos volumes vendidos no segmento de *trading*.

Os volumes transacionados no mercado internacional diminuíram 14% para os 3.285 Mm³, reflexo das menores oportunidades no mercado internacional. Foram efetuadas 25 operações de *trading* de GNL, menos oito do que no período homólogo. Os volumes de *trading* de rede situaram-se nos 1.151 Mm³.

Os volumes vendidos a clientes diretos reduziram 2%, impactados pela queda de 6% dos volumes vendidos no segmento convencional, devido essencialmente ao aumento da concorrência no segmento industrial. Também a venda, durante 2015, das atividades de comercialização relacionadas com o segmento residencial espanhol contribuiu para a descida das vendas neste segmento.

As vendas de eletricidade totalizaram 5.010 GWh, um aumento de 374 GWh face ao período homólogo, devido essencialmente à maior produção nos parques eólicos em que a Galp participa e também ao aumento das vendas de eletricidade à rede pelas cogerações nas refinarias.

O Ebit RCA situou-se nos €253 milhões, uma diminuição de €49 milhões face ao período homólogo.

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

INVESTIMENTO

Trimestres					Doze meses				
3T2016	4T2015	4T2016	Var. YoY	%Var. YoY		2015	2016	Var. YoY	%Var. YoY
208	321	269	(52)	(16%)	Exploração & Produção	1.103	1.039	(64)	(6%)
15	(1)	0	1	s.s.	Atividades de exploração e avaliação	94	37	(57)	(61%)
194	322	269	(53)	(17%)	Atividades de desenvolvimento e produção	1.009	1.003	(7)	(1%)
26	60	68	8	14%	Refinação & Distribuição	110	153	42	39%
10	49	4	(45)	(93%)	Gas & Power	65	23	(43)	(65%)
1	1	3	2	s.s.	Outros	4	4	(0)	(4%)
244	431	344	(87)	(20%)	Investimento	1.283	1.218	(64)	(5%)

Milhões de Euros (exceto indicação em contrário)

O investimento em 2016 totalizou €1.218 milhões, com o investimento nos projetos de E&P a representar 85% do total.

Este investimento no E&P foi, na sua maioria, alocado a atividades de desenvolvimento do bloco BM-S-11 no Brasil, representando 73% do investimento em desenvolvimento e produção. O investimento em atividades de exploração e avaliação situou-se em €37 milhões.

O investimento nas atividades de *downstream* e gás atingiu os €175 milhões, tendo sido alocado, entre outros, a atividade 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.

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

ENVOLVENTE DE MERCADO

DATED BRENT

Em 2016, o valor médio do dated Brent foi de \$43,7/bbl, uma redução de \$8,7/bbl face ao ano anterior. Durante o ano, o diferencial entre o preço do *dated* Brent e o Urals aumentou \$0,6/bbl face ao valor de 2015, para \$2,1/bbl.

GÁS NATURAL

Em 2016, o valor médio do preço do gás natural na Europa (NBP) foi de \$4,7/mmbtu, o que correspondeu a uma diminuição de \$1,5/mmbtu face ao ano anterior. O valor médio do preço asiático de referência (JKM) foi de \$5,7/mmbtu, o que correspondeu a uma diminuição de \$1,7/mmbtu face ao ano anterior.

MARGENS DE REFINAÇÃO

Em 2016, a margem de refinação *benchmark* situou-se em \$3,1/bbl, menos \$2,1/bbl do que em 2015, devido aos menores *cracks* da gasolina e do gasóleo, que diminuíram respetivamente \$4,4/bbl e \$5,2/bbl, pressionados pelo aumento dos stocks ao longo do ano.

MERCADO IBÉRICO

O mercado ibérico de produtos petrolíferos aumentou de 60,1 milhões de toneladas (Mt) em 2015 para 61,7 Mt em 2016.

O mercado ibérico de gás natural situou-se em 32.338 Mm³, uma subida de 2,7% face a 2015, que se deveu ao aumento da procura de gás na produção de eletricidade em Portugal, bem como ao aumento do consumo convencional no mercado espanhol.

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp relativas aos trimestres findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015 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 31 de setembro de 2016 e 2015 e 30 de setembro de 2016. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de dezembro e 30 de setembro 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 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. A reclassificação do montante total relativo ao ano de 2016 foi registada no quarto trimestre. Esta alteração não foi repercutida no ano de 2015.

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 no segundo semestre de 2016. O quarto trimestre de 2016 inclui o impacto relativo ao terceiro trimestre.

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.

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

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.

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

DEFINIÇÕES

Crack

Diferencial de preço entre determinado produto petrolífero e o preço do dated Brent

Ebit

Resultado operacional

Ebitda

Ebit mais depreciações, amortizações e provisões

IFRS

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

Produção net entitlement

Percentagem da produção detida sobre os direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos de determinada concessão, após o efeito dos contratos de partilha de produção

Produção working interest

Percentagem da produção detida sobre os direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos de determinada concessão

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 resultados ajustados 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.

COMUNICADO

Londres, 21 de fevereiro, 2017

ABREVIATURAS

bbl: barris

kbbbl: mil barris

boe: barris de petróleo equivalente

FPSO: *Floating production storage and offloading unit*

GNL: Gás natural liquefeito

GWh: Giga Watt hora

kboepd: mil barris de petróleo equivalente por dia

Mt: milhões de toneladas

Mm³: milhões de metros cúbicos

RCA: *Replacement cost adjusted*

\$: dólar dos Estados Unidos

QoQ: variação face ao trimestre anterior

Ss: sem significado

YoY: variação face ao homólogo

Galp Energia, SGPS, S.A.

Media Relations

+ 351 217 242 680

+ 351 917 596 444

www.galpenergia.com

galp.press@galpenergia.com

R. Tomás da Fonseca, Torre A
1600-209 Lisboa, Portugal