



8 de fevereiro 2016

RESULTADOS QUARTO TRIMESTRE 2015

*Um operador integrado de energia focado na
exploração e produção*



ÍNDICE

Sumário executivo.....	4
Principais indicadores.....	5
Atividades de Exploração & Produção	6
Desempenho operacional e financeiro	9
1. Envolvente de mercado	9
2. Desempenho Operacional.....	11
Exploração & Produção	11
Refinação & Distribuição.....	13
Gas & Power.....	15
3. Informação Financeira.....	17
3.1. Demonstração de Resultados	17
3.2. Investimento	19
3.3. <i>Cash flow</i>	20
3.4. Situação Financeira	21
3.5. Dívida Financeira	22
3.6. Vendas e prestações de serviço <i>replacement cost</i> ajustadas	23
3.7. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	23
3.8. Eventos não recorrentes	24
3.9. Demonstração de resultados consolidados em IFRS	25
3.10. Situação financeira consolidada.....	26
3.11. <i>Cash flow</i> (método direto)	27
Ação Galp Energia	28
Bases de apresentação da informação	29
Definições.....	30

Galp Energia: energia em movimento



QUEM SOMOS

- Empresa integrada de energia focada no desenvolvimento do negócio de exploração e produção, com um portfólio de ativos que permitirá um crescimento ímpar na indústria.
- Atividade de exploração e produção ancorada em três países de referência: Brasil, Angola e Moçambique.
- Presença significativa nos negócios de *downstream* de petróleo e gás na Península Ibérica e em África.
- Presença ibérica na distribuição e comercialização de gás e eletricidade, e uma sólida atividade de trading.

A nossa visão e o nosso propósito

Ser um operador integrado de energia reconhecido pelas suas atividades de exploração e produção, criando valor de forma sustentável aos seus *stakeholders*.

Os nossos drivers estratégicos

- Desenvolvimento eficiente dos negócios do portfólio.
- Disciplina financeira e de criação de valor.
- Eficácia organizacional.
- Desenvolvimento do capital humano.
- Compromisso com a sustentabilidade.

A nossa estratégia

Reforçar as atividades de exploração e produção, complementadas por negócios de *downstream* e gás eficientes e competitivos, suportadas por uma capacidade financeira sólida e por práticas sustentáveis.

As nossas vantagens competitivas

- Participação em alguns dos mais promissores projetos mundiais.
- Parcerias duradouras, de sucesso e com empresas líderes da indústria.
- Competências e conhecimento integrado do negócio.
- Capacidade financeira e organização flexível.

Para mais informação, consulte www.galpenergia.com

Sumário executivo

PRINCIPAIS DESTAQUES OPERACIONAIS NO QUARTO TRIMESTRE DE 2015

- A produção *working interest* de petróleo e gás natural foi de 52,1 kboepd, para o que contribuiu o aumento da produção no Brasil.
- A margem de refinação da Galp Energia foi de \$4,1/boe, tendo sido afetada por paragens planeadas para manutenção em algumas unidades. O negócio de comercialização de produtos petrolíferos manteve a sua contribuição para os resultados, apesar dos menores volumes vendidos.
- As vendas totais de gás natural diminuíram para 1.692 milhões de metros cúbicos (mm³), devido principalmente à venda de menores volumes no segmento de trading.
- O Ebitda consolidado do Grupo, numa base *replacement cost* ajustado (RCA), diminuiu 22% em relação ao período homólogo de 2014, na sequência da menor contribuição de todos os segmentos de negócio, para o que contribuiu principalmente a descida dos preços do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos.
- O investimento foi de €431 m, dos quais 75% destinaram-se a atividades de exploração e produção.
- No final de 2015, a dívida líquida situava-se em €1.699 m, considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

Durante o quarto trimestre de 2015, a Galp Energia continuou a implementar a sua estratégia, focada na execução dos projetos de Exploração & Produção (E&P) e na otimização dos negócios de Refinação & Distribuição (R&D) e de Gas & Power (G&P).

No negócio de E&P, prosseguiram as atividades de desenvolvimento nos campos Lula/Iracema no Brasil, com destaque para a FPSO Cidade de Mangaratiba (FPSO #3), na área de Iracema Sul, que, durante o trimestre, atingiu o *plateau* de produção com a conexão do quinto poço produtor, e para a FPSO Cidade de Itaguaí (FPSO #4), na área de Iracema Norte, cuja produção continuou a aumentar na sequência da conexão do segundo e do terceiro poço. As FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPSO #1) e Cidade de Paraty (FPSO #2) continuaram a produzir em *plateau* na área de Lula.

Destaca-se, em novembro, a submissão da Declaração de Comercialidade (DoC) para a área de Sépia Leste à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). No bloco

BM-S-8, o consórcio concluiu o *drill stem test* (DST) do poço Carcará Norte, cujos resultados comprovaram excelentes níveis de produtividade.

Na bacia de Potiguar, os resultados de perfuração do poço de avaliação Pitu Norte, na licença BM-POT-17, comprovaram a extensão da descoberta de Pitu.

Na R&D, destaca-se a contribuição resiliente para resultados no trimestre, apesar da diminuição da margem de refinação e dos volumes de produtos vendidos a clientes diretos.

No G&P, não obstante a diminuição de oportunidades nos mercados internacionais de gás natural (GN) e gás natural liquefeito (GNL), a Empresa beneficiou dos contratos estruturados para a venda de GNL, bem como da manutenção de uma base de clientes relevante na Península Ibérica.

Principais indicadores

INDICADORES FINANCEIROS

€ m (valores em RCA)

Trimestre					Doze meses				
3T15	4T14	4T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
411	399	309	(90)	(22,5%)	Ebitda	1.314	1.564	250	19,0%
89	102	53	(49)	(48,2%)	Exploração & Produção	444	356	(88)	(19,8%)
245	191	166	(26)	(13,4%)	Refinação & Distribuição	412	800	388	94,3%
72	101	88	(13)	(13,1%)	Gas & Power	438	382	(55)	(12,7%)
263	258	180	(78)	(30,3%)	Ebit	774	996	221	28,6%
180	137	149	12	8,8%	Resultado líquido	373	639	266	71,5%
256	385	431	46	11,9%	Investimento	1.161	1.283	121	10,4%
1.606	1.630	1.699	-	-	Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.630	1.699	-	-
1,1x	1,2x	1,2x²	-	-	Rácio dívida líquida para Ebitda	1,2x	1,2x²	-	-

¹Considerando empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

²Rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo Sinopec de €723 m, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €173 m.

INDICADORES OPERACIONAIS

Trimestre					Doze meses				
3T15	4T14	4T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
45,7	36,3	52,1	15,7	43,3%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	30,5	45,8	15,3	50,1%
43,9	33,4	49,2	15,9	47,6%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	27,1	43,2	16,2	59,8%
43,8	66,4	30,0	(36,4)	(54,8%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	88,7	43,5	(45,2)	(51,0%)
29.814	27.592	28.763	1.170	4,2%	Matérias-primas processadas (kboe)	92.864	114.572	21.708	23,4%
6,7	4,7	4,1	(0,6)	(12,2%)	Margem de refinação Galp Energia (USD/boe)	2,8	6,0	3,2	s.s.
2,4	2,3	2,2	(0,1)	(5,3%)	Vendas <i>oil</i> clientes diretos (mt)	9,1	9,1	0,0	0,0%
933	968	992	23	2,4%	Vendas de gás natural a clientes diretos (mm ³)	3.759	3.843	84	2,2%
976	917	700	(217)	(23,7%)	Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	3.713	3.822	109	2,9%

INDICADORES DE MERCADO

Trimestre					Doze meses				
3T15	4T14	4T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
50,5	76,6	43,8	(32,8)	(42,9%)	Preço médio do <i>dated</i> Brent ¹ (USD/bbl)	98,9	52,4	(46,6)	(47,1%)
(1,3)	(1,4)	(2,3)	(1,0)	(68,6%)	Diferencial do crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(1,7)	(1,4)	0,3	17,6%
41,3	54,7	37,9	(16,9)	(30,8%)	Preço gás natural NBP Reino Unido ¹ (GBP/therm)	51,0	42,5	(8,5)	(16,7%)
7,6	11,6	7,1	(4,4)	(38,3%)	Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	13,9	7,5	(6,4)	(46,3%)
6,2	2,9	4,0	1,1	39,7%	Margem de refinação <i>benchmark</i> ³ (USD/bbl)	1,1	5,2	4,1	s.s.
15,5	15,0	15,1	0,0	0,3%	Mercado <i>oil</i> ibérico ⁴ (mt)	58,7	60,1	1,4	2,4%
7.168	7.990	8.370	380	4,8%	Mercado gás natural ibérico ⁵ (mm ³)	29.718	31.497	1.779	6,0%

¹Fonte: Platts.

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

³Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem de refinação *benchmark* vide "Definições".

⁴Fonte: APETRO para Portugal; CORES para Espanha e inclui estimativa para dezembro de 2015.

⁵Fonte: Galp Energia e Enagás.

Atividades de Exploração & Produção

ATIVIDADES DE DESENVOLVIMENTO

Brasil

No quarto trimestre de 2015, a Galp Energia e os seus parceiros prosseguiram com os trabalhos de desenvolvimento do projeto Lula/Iracema.

Na área de Iracema Sul, destaca-se a conexão, no início do mês de novembro, do quinto poço produtor à FPSO #3, o qual permitiu que a unidade atingisse o *plateau* de produção em apenas 13 meses. Atualmente, a unidade tem igualmente conectados cinco poços injetores.

Na área de Iracema Norte, destaca-se a conexão do segundo e do terceiro poço produtor à FPSO #4 em outubro e novembro, respetivamente. A FPSO #4 atingiu uma produção média de cerca de 63 kbopd durante o quarto trimestre, sendo que em dezembro foi também conectado o terceiro poço injetor. É esperado que o quarto poço produtor seja conectado durante o primeiro trimestre de 2016.

No decurso do quarto trimestre de 2015, as FPSO #1 e #2 continuaram a produzir de forma estável e em *plateau* nas áreas de Lula Piloto e Lula Nordeste (NE), respetivamente.

Já em fevereiro de 2016, destaca-se a chegada da FPSO Cidade de Maricá (FPSO #5) à área de Lula Alto, estando o início de produção iminente. Esta unidade afretada tem uma capacidade instalada de produção de 150 kbopd e 6 mm³ de gás natural.

Relativamente ao gasoduto Cabiúnas, foram concluídos os trabalhos de instalação no final de 2015, e iniciou-se o comissionamento da estação de tratamento *onshore*. O consórcio espera que o gasoduto inicie operações no final do primeiro trimestre de 2016.

A FPSO Cidade de Saquarema (FPSO #6), destinada à área de Lula Central, encontra-se no estaleiro de Brasa, no Brasil, para a conclusão dos restantes trabalhos de integração. É esperado que esta FPSO, afretada à SBM Offshore, entre em produção em meados de 2016.

Ainda no contexto do projeto Lula/Iracema, no que respeita às FPSO replicantes, encontram-se em conclusão os trabalhos de integração dos *topsides* da unidade a ser alocada à área de Lula Sul, no estaleiro da Brasfels. Durante o mês de janeiro, chegou ao estaleiro da Offshore Oil Engineering Co. Ltd (COOEC), na China, o casco da unidade prevista para a área de Lula Norte, onde serão realizados os trabalhos de integração dos *topsides*.

Durante o quarto trimestre prosseguiram ainda, no estaleiro da COSCO, na China, os trabalhos de construção do casco da unidade replicante que irá desenvolver a área de Lula Extremo Sul.

É de destacar, em novembro, a submissão da DoC à ANP para a área de Sépia Leste. Durante a atividade exploratória realizada, constatou-se a extensão da descoberta de Sépia (localizada na área da Cessão Onerosa) para a área de Sépia Leste (pertencente à concessão do BM-S-24), com reservatórios de excelentes características de porosidade e permeabilidade e petróleo de boa qualidade (26° API). O processo de unitização relativo às áreas de Sépia e Sépia Leste foi iniciado, com vista ao desenvolvimento conjunto do campo.

POÇOS DE DESENVOLVIMENTO NAS ÁREAS DE LULA/IRACEMA

	Projeto	Tipo de poços			
			Planeados	Perfurados	Conectados
#1	Lula Piloto	Produtores	7	6	5
	FPSO Cidade de Angra dos Reis	Injetores	5	5	5
#2	Lula NE	Produtores	8	6	6 ¹
	FPSO Cidade de Paraty	Injetores	6	6	5
#3	Iracema Sul	Produtores	8	7	5
	FPSO Cidade de Mangaratiba	Injetores	8	7	5
#4	Iracema Norte	Produtores	8	7	3
	FPSO Cidade de Itaguaí	Injetores	9	7	3

¹Inclui EWT da área de Lula Norte.

Moçambique

Em Moçambique, o consórcio da Área 4 continuou a negociar as propostas de Engenharia, Aprovisionamento, Construção, Instalação e Comissionamento (EPCIC) para o projeto *offshore* Coral. No decurso do quarto trimestre, prosseguiram as negociações para o contrato de venda de GNL referente a esta unidade, as quais se encontram em fase final. O consórcio encontra-se também em negociações com o Governo de Moçambique relativamente ao plano de desenvolvimento da referida área.

Em relação ao projeto *onshore* Mamba, o consórcio para a Área 4 prosseguiu os trabalhos de preparação de EPCIC relativos aos dois *trains* iniciais.

Durante 2015 foi concluído o acordo de unitização entre os parceiros dos projetos de Mamba (Área 4)

e de Prosperidade (Área 1), encontrando-se a aprovação do referido acordo pendente da apreciação pelo Governo de Moçambique.

Angola

Durante o quarto trimestre, teve início a produção no campo Lianzi, no bloco 14k, através de um *tie-back* à plataforma *compliant piled tower* (CPT) do campo Benguela-Belize-Lobito-Tomboco (BBLT) no bloco 14, o qual foi realizado durante o terceiro trimestre do ano.

Relativamente ao bloco 32, destaca-se o início da campanha de perfuração de desenvolvimento. Também durante o quarto trimestre prosseguiram em Singapura os trabalhos de conversão das unidades FPSO associadas ao projeto Kaombo.

ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Brasil

No bloco BM-S-8, foi concluído durante o quarto trimestre de 2015 o DST do poço Carcará Norte, cujos resultados confirmaram a boa qualidade (31° API) da acumulação de petróleo de Carcará, sem presença de contaminantes (H₂S e CO₂). Na sequência deste DST, estima-se que o potencial de produção do poço seja equivalente aos resultados alcançados pelos melhores poços produtores do

pré-sal da bacia de Santos. Durante o quarto trimestre, foi também concluída a segunda fase de perfuração do poço Carcará NW.

Na bacia *offshore* de Potiguar foram concluídos os trabalhos de perfuração do poço de avaliação Pitu Norte, tendo os resultados comprovado a extensão da descoberta de Pitu.

ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO EM 2015

Área	Objetivo	Participação	E/A ²	Spud date	Duração (# dias)	Status do poço
Brasil¹						
BM-S-11	Iara RDA 4	10%	A	1T 15	-	Concluído
BM-S-8	Carcará Norte	14%	A	1T 15	-	Concluído
BM-S-8	Carcará NW ³	14%	A	3T 15	-	Concluído
Potiguar	Pitu Norte	20%	A	3T 15	-	Concluído
Amazonas	Jan-1	40%	E	1T 15	-	Concluído
Amazonas	Sil-1	40%	E	2T 15	-	Concluído

¹Petrogal Brasil: 70% Galp Energia; 30% Sinopec.

²E – Poço de Exploração; A – Poço de Avaliação.

³Segunda fase de perfuração.

Desempenho operacional e financeiro

1. ENVOLVENTE DE MERCADO

EUR:USD

No quarto trimestre de 2015, o câmbio EUR:USD foi 1,095, representando uma diminuição de 12% face ao período homólogo de 2014.

Em 2015, o valor médio do câmbio EUR:USD foi de 1,110, o que correspondeu a uma desvalorização de 16% face a 2014.

Dated Brent

No quarto trimestre de 2015, a cotação média do *dated* Brent diminuiu \$32,8/bbl em relação ao período homólogo de 2014, para \$43,8/bbl, com a procura global de petróleo a situar-se em cerca de 94,5 mil barris por dia (mmbopd) em 2015. Este valor revelou-se insuficiente para absorver a produção mundial de cerca de 96,3 mmbopd no mesmo período, sustentada pelo aumento da produção global de crude, sobretudo nos EUA, no Iraque e na Arábia Saudita.

Em 2015, o valor médio do *dated* Brent foi de \$52,4/bbl, o que correspondeu a uma diminuição de \$46,6/bbl face a 2014.

No quarto trimestre de 2015, o diferencial entre o preço do Urals e do *dated* Brent acentuou-se, passando de -\$1,4/bbl, no período homólogo de 2014, para -\$2,3/bbl. A desvalorização da rama Urals decorreu da maior concorrência das ramas pesadas do Médio Oriente e da África Ocidental.

Durante 2015, o diferencial médio de preços foi de -\$1,4/bbl, face a -\$1,7/bbl em 2014.

Gás natural

O diferencial entre o preço asiático de referência de GNL (JKM) e o preço de gás natural na Europa (NBP) estreitou de \$2,9/mmbtu, no quarto trimestre de 2014, para \$1,4/mmbtu no quarto trimestre de 2015. Esta diminuição deveu-se a

uma redução maior do JKM, em consequência de maior recurso à energia nuclear na região e de um aumento de oferta de GNL, nomeadamente resultante da entrada em operação de novos terminais de liquefação na Austrália.

Em 2015, o diferencial de preços diminuiu \$4,5/mmbtu relativamente a 2014, para \$1,0/mmbtu.

Margens de refinação

No quarto trimestre de 2015, a margem de refinação *benchmark* aumentou \$1,1/bbl face ao período homólogo de 2014, para \$4,0/bbl, na sequência da evolução positiva do *crack* dos destilados leves bem como da descida do preço do crude, com impacto no valor dos consumos e quebras.

O *crack* da gasolina aumentou \$2,7/bbl para os \$10,9/bbl, suportado pela forte procura registada nos EUA, no Médio Oriente e na Ásia.

O nível de margens de refinação continuou a suportar uma maior utilização do aparelho refinador europeu, o que gerou um excedente produtivo de destilados médios, que pressionou os *cracks* de *jet* e de gasóleo. O *crack* do *jet* desvalorizou \$6,8/bbl face ao quarto trimestre de 2014, para \$11,6/bbl, condicionado também por importações do Médio Oriente e da Ásia. O *crack* do gasóleo foi de \$12,7/bbl, uma desvalorização de \$5,7/bbl face ao período homólogo, marcado por *stocks* elevados e pelo aumento de exportações dos EUA e da Rússia para a Europa.

No ano de 2015, a margem de refinação *benchmark* foi de \$5,2/bbl, comparativamente a \$1,1/bbl em 2014.

Mercado ibérico

No quarto trimestre de 2015, o mercado ibérico de produtos petrolíferos totalizou 15,1 milhões de toneladas (mt), um incremento de 0,3% face ao período homólogo de 2014. O maior aumento registou-se no consumo de *diesel* rodoviário, a beneficiar de preços de retalho mais baixos, e de alguma retoma económica na região.

No ano de 2015 o mercado ibérico de produtos petrolíferos aumentou 2,4% face ao ano anterior, para os 60,1 mt.

No quarto trimestre de 2015, o mercado de gás natural na Península Ibérica aumentou 4,8% face ao período homólogo de 2014, para os 8.370 mm³. Destaca-se o aumento de 28% no consumo do segmento elétrico, tendo a baixa hidraulicidade no período conduzido a um maior recurso ao gás natural para a produção de eletricidade.

Ao longo de 2015 o mercado ibérico de gás natural atingiu os 31.497 mm³, 6% acima do verificado em 2014. O segmento elétrico aumentou 32%, tendo o sector convencional apresentado um crescimento de 1%.

2. DESEMPENHO OPERACIONAL



EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Doze meses				
3T15	4T14	4T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
45,7	36,3	52,1	15,7	43,3%	Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	30,5	45,8	15,3	50,1%
42,2	34,0	48,9	14,9	43,8%	Produção de petróleo (kboepd)	28,8	42,5	13,7	47,5%
43,9	33,4	49,2	15,9	47,6%	Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	27,1	43,2	16,2	59,8%
6,1	8,1	7,6	(0,5)	(5,9%)	Angola	7,2	7,2	(0,0)	(0,0%)
37,8	25,3	41,6	16,3	64,6%	Brasil	19,8	36,0	16,2	81,6%
43,8	66,4	30,0	(36,4)	(54,8%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	88,7	43,5	(45,2)	(51,0%)
3,9	7,1	3,6	(3,5)	(48,9%)	Royalties² (USD/boe)	8,8	4,2	(4,6)	(52,1%)
9,5	11,4	10,5	(1,0)	(8,7%)	Custo de produção (USD/boe)	13,4	9,8	(3,6)	(26,8%)
15,4	14,9	9,8	(5,1)	(34,3%)	Amortizações³ (USD/boe)	19,9	14,8	(5,2)	(26,0%)
89	102	53	(49)	(48,2%)	Ebitda	444	356	(88)	(19,8%)
56	36	41	4	11,8%	Depreciações e Amortizações ³	149	211	62	42,0%
-	0	-	(0)	s.s.	Provisões	(0)	-	0	s.s.
33	65	12	(53)	(81,6%)	Ebit	295	145	(150)	(50,8%)

Nota: valores unitários com base na produção *net entitlement*.

¹Inclui produção de gás natural exportada; exclui gás natural consumido ou injetado.

²Com base na produção proveniente do Brasil.

³Inclui provisões para abandono.

Atividade

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2015, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 43% face ao período homólogo de 2014, para 52,1 kboepd, sendo que 94% correspondeu a produção de petróleo.

A produção proveniente do Brasil aumentou 16,3 kboepd face ao período homólogo de 2014, para 41,6 kboepd. Este aumento deveu-se essencialmente à contribuição das FPSO #3 e #4, que registaram no período uma produção média de 13,0 kboepd e 6,3 kboepd, respetivamente. As FPSO #1 e #2 mantiveram o seu contributo para a produção durante o trimestre, com 10,3 kboepd e 11,4 kboepd, respetivamente. A exportação de gás aumentou 0,8 kboepd para 3,2 kboepd, dos quais 2,7 kboepd provenientes do campo Lula.

Em Angola, a produção *working interest* diminuiu 0,6 kboepd face ao quarto trimestre de 2014 para

10,4 kboepd, devido ao declínio natural nos campos BBLT e Tômbua-Landana (TL), e apesar do início de produção no campo Lianzi no bloco 14K, o qual contribuiu com uma produção média de 0,5 kboepd no período.

A produção *net entitlement* foi de 49,2 kboepd, um aumento de 48% face ao quarto trimestre de 2014, devido à maior contribuição do Brasil. Em Angola, a produção *net entitlement* diminuiu cerca de 0,5 kboepd relativamente ao período homólogo de 2014 para 7,6 kboepd, devido à diminuição da produção *working interest* no mesmo período.

A produção proveniente do Brasil representou 85% do total da produção *net entitlement* no período, face a 76% no período homólogo de 2014.

DOZE MESES

Em 2015, a produção *working interest* aumentou 50% para 45,8 kboepd, devido à maior contribuição do Brasil, que registou um aumento de 82% em relação a 2014, para 36,0 kboepd. Esta evolução foi principalmente sustentada pelo aumento de produção das FPSO #2 e #3.

A produção *net entitlement* aumentou 60% face a 2014, para 43,2 kboepd, consequência do aumento da produção no Brasil. Em Angola, a produção *net entitlement* manteve-se estável em 7,2 kbopd.

Resultados

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2015, o Ebitda foi de €53 m, ou seja, um decréscimo de €49 m face ao período homólogo de 2014, na sequência da diminuição do preço médio de venda de petróleo e gás natural.

O preço médio de venda foi de \$30,0/boe, face a \$66,4/boe registados no período homólogo de 2014, na sequência da descida do preço do petróleo no mercado internacional.

Os custos de produção aumentaram cerca de €15 m face ao período homólogo de 2014 para €43 m, na sequência do aumento verificado no Brasil, nomeadamente da produção das FPSO #3 e #4. Em termos unitários, numa base *net entitlement*, os custos de produção no quarto trimestre de 2015 diminuíram cerca de \$1,0/boe face ao período homólogo do ano anterior, para \$10,5/boe, por efeito de diluição da produção.

No quarto trimestre de 2015, as amortizações aumentaram €4 m face ao período homólogo de 2014, para €41 m, devido principalmente ao aumento da base de ativos em produção no Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de \$9,8/boe no quarto trimestre de 2015, face a \$14,9/boe no período homólogo de 2014.

Desta forma, o Ebit diminuiu €53 m face ao quarto trimestre de 2014 para €12 m.

DOZE MESES

Em 2015, o Ebitda registou um decréscimo de €88 m face ao ano anterior, para €356 m, na sequência da diminuição do preço médio de venda de petróleo e gás natural verificado ao longo do ano, e apesar do aumento da produção *net entitlement* e da valorização do Dólar face ao Euro.

O preço médio de venda foi de \$43,5/boe, face a \$88,7/boe no ano de 2014.

Os custos de produção foram de €140 m, um aumento de €40 m face a 2014, na sequência do aumento da produção verificado nas FPSO #2 e #3 no Brasil. Em termos unitários, os custos de produção desceram \$3,6/boe face ao ano anterior, para \$9,8/boe.

As amortizações aumentaram €62 m face a 2014, para €211 m, devido ao aumento da base de ativos e produção no Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações diminuíram \$5,2/boe, para \$14,8/boe, no ano de 2015.

O Ebit diminuiu €150 m relativamente a 2014, para €145 m.



REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Doze meses				
3T15	4T14	4T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
6,7	4,7	4,1	(0,6)	(12,2%)	Margem de refinação Galp Energia (USD/boe)	2,8	6,0	3,2	s.s.
2,9	2,1	2,0	(0,1)	(3,9%)	Custo <i>cash</i> das refinarias ¹ (USD/boe)	2,5	2,5	(0,0)	(1,2%)
29.814	27.592	28.763	1.170	4,2%	Matérias-primas processadas (kboe)	92.864	114.572	21.708	23,4%
26.965	24.293	25.568	1.275	5,2%	Crude processado (kbbbl)	79.345	102.012	22.667	28,6%
4,8	4,6	4,6	0,0	0,5%	Vendas de produtos refinados (mt)	16,8	18,6	1,8	10,5%
2,4	2,3	2,2	(0,1)	(5,3%)	Vendas a clientes diretos (mt)	9,1	9,1	0,0	0,0%
245	191	166	(26)	(13,4%)	Ebitda	412	800	388	94,3%
68	76	68	(8)	(10,7%)	Depreciações e Amortizações	289	273	(16)	(5,6%)
4	10	3	(7)	(67,9%)	Provisões	23	11	(12)	(53,0%)
173	105	94	(11)	(10,4%)	Ebit	99	516	417	s.s.

¹Inclui impacto das operações de cobertura de margem de refinação, de cerca de \$0,2/boe e \$0,8/boe no quarto trimestre e nos doze meses de 2015, respetivamente.

Atividade

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2015, foram processados cerca de 28,8 milhões de barris (mmbbl) de matérias-primas, um aumento de 4% face ao período homólogo do ano anterior, com a Empresa a tirar partido das condições favoráveis de mercado. O crude representou 89% das matérias-primas processadas, sendo que 78% do crude processado correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 47% da produção total, enquanto a gasolina e o fuelóleo representaram 22% e 16% da produção, respetivamente. Os consumos e as quebras no quarto trimestre representaram 8% das matérias-primas processadas, em linha com o período homólogo de 2014.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,2 mt, uma descida de 5% face ao registado no quarto trimestre de 2014, na sequência da racionalização da carteira de clientes *wholesale*. O volume de vendas em África representou 8% do volume total de vendas a clientes diretos, um contributo em linha com o período homólogo de 2014.

DOZE MESES

Em 2015, foram processados cerca de 114,6 mmbbl de matérias-primas, o que correspondeu a um aumento de 23% face a 2014, com o complexo de *hydrocracking* a operar perto da capacidade máxima durante o ano. Importa salientar que, em 2014, o volume de matérias-primas processadas foi impactado pela paragem geral planeada para manutenção da refinaria de Sines no primeiro semestre.

Durante 2015, o crude processado representou 89% das matérias-primas processadas, sendo que 82% dos crudes eram médios e pesados.

Os destilados médios representaram 47% da produção total, enquanto a gasolina e o fuelóleo representam 22% e 17%, respetivamente. Os consumos e quebras foram de 8% no ano.

O volume de vendas a clientes diretos manteve-se estável face ao ano de 2014. As vendas de produtos petrolíferos em África representaram 8% do total de vendas a clientes diretos no período.

Durante 2015, a Galp Energia deu continuidade aos programas que visam o aumento da eficiência energética do seu aparelho refinador, destacando-se a tendência positiva verificada nos valores dos

indicadores de emissões na refinaria de Sines, que atingiram os 32,1 kgCO₂/CWT, face ao valor de 32,9 kgCO₂/CWT de 2014. Este valor situa-se

Resultados

QUARTO TRIMESTRE

O negócio de R&D registou um Ebitda de €166 m no quarto trimestre de 2015, uma redução de 13% face ao mesmo período de 2014, que se deveu à descida da margem de refinação e ao impacto positivo do desfasamento temporal da cotação dos produtos petrolíferos durante o último trimestre de 2014.

No quarto trimestre de 2015, a margem de refinação da Galp Energia foi de \$4,1/boe, face a \$4,7/boe no período homólogo. O diferencial face à margem *benchmark* foi de \$0,1/boe, uma descida de \$1,7/boe face ao quarto trimestre de 2014, que se deveu a paragens planeadas para manutenção em algumas unidades na refinaria de Sines. Salienta-se que, durante o período homólogo de 2014, o prémio face ao *benchmark* beneficiou da otimização do aprovisionamento de crude e outras matérias-primas.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €54 m. Em termos unitários, os custos *cash* foram de \$2,0/boe, face a \$2,1/boe no período homólogo de 2014. De destacar que, em 2015, os custos foram negativamente afetados pelas operações de cobertura de margem de refinação em cerca de \$0,2/boe. Excluindo este impacto, os custos *cash* foram de \$1,9/boe.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos sustentou a sua contribuição para os resultados, ainda que com menores volumes

bastante abaixo do valor médio do sector da refinação de 37,7 kgCO₂/CWT.

vendidos a clientes diretos face ao período homólogo.

As amortizações e provisões mantiveram-se estáveis no período, num total de €71 m, tendo o Ebit atingido os €94 m.

DOZE MESES

Em 2015, o Ebitda atingiu €800 m, devido essencialmente à melhoria dos resultados da atividade de refinação.

A margem de refinação da Galp Energia atingiu um valor médio de \$6,0/boe em 2015, face a \$2,8/boe em 2014, no seguimento da recuperação das margens de refinação no mercado internacional.

Durante o ano de 2015, os custos *cash* operacionais das refinarias aumentaram €80 m para os €255 m, tendo sido afetados pela cobertura da margem de refinação. Em termos unitários, os custos *cash* foram de \$2,5/bbl, ou \$1,7/boe excluindo o impacto da cobertura da margem.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos também contribuiu positivamente para a evolução dos resultados, beneficiando da recuperação do mercado Ibérico.

O Ebit do negócio de R&D atingiu os €516 m no ano de 2015.



GAS & POWER

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Doze meses				
3T15	4T14	4T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
1.909	1.885	1.692	(193)	(10,3%)	Vendas totais de gás natural (mm ³)	7.472	7.665	193	2,6%
933	968	992	23	2,4%	Vendas a clientes diretos (mm ³)	3.759	3.843	84	2,2%
976	917	700	(217)	(23,7%)	Trading (mm ³)	3.713	3.822	109	2,9%
1.219	996	1.170	174	17,4%	Vendas de eletricidade (GWh)	3.792	4.636	844	22,3%
72	101	88	(13)	(13,1%)	Ebitda	438	382	(55)	(12,7%)
37	55	58	3	5,4%	Gás Natural	251	248	(3)	(1,1%)
33	35	31	(4)	(11,6%)	Infraestruturas	154	133	(21)	(13,7%)
2	11	(1)	(12)	s.s.	Power	33	2	(32)	(94,7%)
14	15	15	0	0,9%	Depreciações e Amortizações	63	58	(4)	(6,9%)
4	2	2	(1)	(31,6%)	Provisões	12	11	(2)	(13,6%)
54	84	71	(13)	(15,0%)	Ebit	363	313	(49)	(13,6%)

Atividade

QUARTO TRIMESTRE

Os volumes vendidos no segmento de gás natural totalizaram 1.692 mm³, um decréscimo de 10% face ao quarto trimestre de 2014, na sequência da descida dos volumes vendidos no segmento de trading, que foi parcialmente compensada pelos maiores volumes vendidos a clientes diretos na Península Ibérica.

Os volumes transacionados no mercado internacional diminuíram 24% para os 700 mm³, devido sobretudo ao menor número de cargas de GNL vendidas. Foram efetuadas seis operações de trading de GNL no trimestre, destinadas principalmente à América Latina, mas também à Ásia.

O aumento das vendas a clientes diretos deveu-se principalmente ao aumento de 86% dos volumes vendidos no segmento elétrico, que atingiram os 352 mm³, na sequência de maior geração de eletricidade com recurso ao gás natural na Península Ibérica.

Os volumes vendidos no segmento industrial descenderam 12% para os 565 mm³, devido à quebra de vendas em Portugal, para o que contribuiu

também a descida do consumo pelas unidades da Galp Energia.

Os volumes vendidos no segmento de retalho descenderam 45% para os 75 mm³, na sequência da venda das atividades de comercialização de gás natural na região de Madrid.

As vendas de eletricidade foram de 1.170 GWh, ou seja, um aumento de 174 GWh face ao quarto trimestre de 2014, o que se deveu principalmente à maior atividade de comercialização de eletricidade. As vendas à rede descenderam 105 GWh para os 271 GWh.

DOZE MESES

As vendas de gás natural foram de 7.665 mm³ durante 2015, representando um aumento de 3% face a 2014, o que refletiu o aumento das vendas no segmento elétrico e no segmento de trading.

Com efeito, os volumes transacionados no mercado internacional aumentaram 3% para 3.822 mm³. Foram realizadas 33 operações de trading de GNL, menos sete do que em 2014, tendo esta descida sido compensada pela maior

atividade de trading de rede, que aumentou para 1.224 mm³ face a 570 mm³ no período homólogo.

As vendas no segmento elétrico aumentaram 49% para 1.082 mm³, consequência da quebra de produção elétrica por via hídrica e eólica na Península Ibérica.

Os volumes vendidos a clientes dos segmentos industrial e de retalho na Península Ibérica desceram 6% e 24%, para os 2.397 mm³ e os 365 mm³, respetivamente.

Resultados

QUARTO TRIMESTRE

O negócio de G&P registou um Ebitda de €88 m, €13 m abaixo do verificado no quarto trimestre de 2014, na sequência dos menores resultados da atividade de power.

No segmento de gás natural, o Ebitda registado foi de €58 m, um aumento de €3 m face ao período homólogo, apesar da redução nos volumes. O aumento deveu-se sobretudo à otimização do aprovisionamento.

O Ebitda do negócio de infraestruturas reguladas diminuiu €4 m face ao período homólogo, situando-se nos €31 m, no seguimento da revisão em baixa da taxa de remuneração.

O Ebitda do negócio de power decresceu €12 m para -€1 m, devido à operação sub-ótima da cogeração da refinaria de Matosinhos.

As depreciações e amortizações no segmento de negócio de G&P foram de €15 m, em linha com o período homólogo.

O Ebit situou-se nos €71 m, um decréscimo de 15% face ao quarto trimestre de 2014, na sequência da redução do Ebitda.

As vendas de eletricidade totalizaram no período 4.636 GWh, mais 844 GWh do que em 2014, devido sobretudo ao aumento da atividade de comercialização de eletricidade, que mais do que compensou a redução das vendas de eletricidade à rede, que se situaram em 1.299 GWh.

DOZE MESES

O Ebitda em 2015 atingiu os €382 m, um decréscimo de €55 m, devido principalmente aos menores resultados dos negócios de power e de infraestruturas reguladas.

O Ebitda do negócio de power decresceu €32 m para €2 m, tendo sido afetado pela operação sub-ótima da refinaria de Matosinhos e pelo desfasamento temporal no indexante do preço de compra do gás natural, face às fórmulas de venda da energia produzida, particularmente no primeiro semestre.

Também o Ebitda do segmento de infraestruturas diminuiu 14% para os €133 m, tendo sido afetado pela revisão da taxa de remuneração para os 7,94%, face a 8,4% no período homólogo de 2014.

O Ebitda do negócio de gás natural manteve-se em linha face a 2014, tendo o ligeiro aumento nos volumes vendidos compensado a descida dos preços.

As depreciações e amortizações foram de €58 m, face a €63 m em 2014. As provisões foram de €11 m, face a €12 m no período homólogo.

Assim, o Ebit do negócio de G&P situou-se nos €313 m em 2015.

3. INFORMAÇÃO FINANCEIRA

3.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Doze meses			
3T15	4T14	4T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
3.906	4.470	3.435	(1.035)	(23,2%)	Vendas e prestações de serviços	17.904	15.517	(2.387)	(13,3%)
(3.086)	(3.672)	(2.701)	(971)	(26,4%)	Custo das mercadorias vendidas	(15.133)	(12.337)	(2.797)	(18,5%)
(331)	(318)	(342)	24	7,5%	Fornecimentos e serviços externos	(1.158)	(1.316)	159	13,7%
(85)	(92)	(89)	(3)	(2,9%)	Custos com pessoal	(333)	(330)	(3)	(0,8%)
8	11	7	(4)	(39,2%)	Outros proveitos (custos) operacionais	35	31	(4)	(10,4%)
411	399	309	(90)	(22,5%)	Ebitda	1.314	1.564	250	19,0%
(140)	(129)	(125)	(4)	(2,9%)	Depreciações e Amortizações	(504)	(547)	43	8,5%
(8)	(12)	(5)	(8)	(62,1%)	Provisões	(36)	(22)	(14)	(39,1%)
263	258	180	(78)	(30,3%)	Ebit	774	996	221	28,6%
17	16	24	8	48,0%	Resultados de empresas associadas	60	84	24	39,3%
0	1	1	(0)	(6,4%)	Resultados de investimentos	3	2	(0)	(11,4%)
(11)	(51)	(4)	46	91,8%	Resultados financeiros	(145)	(98)	46	32,1%
269	225	201	(24)	(10,8%)	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam	693	984	291	42,0%
(69)	(73)	(47)	(26)	(35,7%)	Impostos ¹	(253)	(294)	41	16,0%
(20)	(16)	(5)	(10)	(65,8%)	Interesses que não controlam	(67)	(51)	(16)	(23,3%)
180	137	149	12	8,8%	Resultado líquido RCA	373	639	266	71,5%
(38)	(100)	(55)	(45)	(45,1%)	Eventos não recorrentes	(203)	(244)	(41)	(20,2%)
142	37	94	57	s.s.	Resultado líquido RC	170	395	225	s.s.
(115)	(277)	(88)	189	68,3%	Efeito <i>stock</i>	(343)	(272)	71	20,7%
27	(240)	6	246	s.s.	Resultado líquido IFRS	(173)	123	296	s.s.

¹Inclui participação especial no Brasil e IRP em Angola.

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2015, as vendas e prestações de serviços atingiram os €3.435 m, um decréscimo de 23% face ao período homólogo de 2014. Tal deveu-se à descida das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos no mercado internacional.

Os custos operacionais desceram 23% face ao quarto trimestre de 2014 para €3.125 m, na sequência da diminuição de 26% do custo das mercadorias vendidas e matérias consumidas. O aumento de 7% dos custos com fornecimentos e serviços externos deveu-se principalmente ao aumento da atividade de produção de petróleo e gás natural.

O Ebitda decresceu 22% para os €309 m no período, na sequência da menor contribuição de todos os segmentos de negócio, para o que contribuiu principalmente a descida dos preços das *commodities*. O Ebit foi de €180 m, menos €78 m do que no período homólogo de 2014.

Os resultados de empresas associadas foram de €24 m, face a €16 m no período homólogo, devido ao contributo dos resultados da Tupi B.V.

Os resultados financeiros foram negativos em €4 m, uma melhoria de €46 m face ao período homólogo de 2014, e incluem um ganho de €5 m relativo principalmente ao *mark-to-market* de instrumentos financeiros. No quarto trimestre de 2014, os resultados financeiros haviam sido

impactados por uma perda de €23 m relativa ao *mark-to-market* de instrumentos financeiros, nomeadamente para a cobertura da margem de refinação.

Os juros financeiros líquidos foram de €25 m, em linha com o período homólogo de 2014.

Os impostos desceram €26 m para os €47 m, consequência de menores resultados em todos os segmentos de negócio. Os impostos sobre a produção de petróleo resultantes da atividade de E&P desceram para os €24 m.

Os interesses que não controlam, principalmente atribuíveis à Sinopec, desceram para €5 m, na sequência dos menores resultados gerados pela atividade de E&P no Brasil.

DOZE MESES

As vendas e prestações de serviços atingiram os €15.517 m, menos 13% do que no período homólogo de 2014, na sequência das menores cotações das *commodities*.

Os custos operacionais foram de €13.952 m, menos 16% do que no ano anterior, no seguimento do decréscimo de 18% do custo das mercadorias vendidas e matérias consumidas.

O Ebitda em 2015 atingiu os €1.564 m, mais €250 m do que em 2014, o que se deveu ao aumento dos resultados do negócio de R&D. O Ebit aumentou €221 m para €996 m.

Os resultados de empresas associadas aumentaram €24 m para os €84 m.

Os resultados financeiros foram negativos em €98 m, uma evolução positiva de €46 m face ao ano anterior, sobretudo devido ao aumento dos juros capitalizados.

Os impostos aumentaram €41 m para €294 m devido ao aumento dos resultados.

O resultado líquido RCA totalizou €149 m, mais €12 m do que no período homólogo.

O resultado líquido IFRS foi de €6 m, incluindo um efeito *stock* negativo de €88 m, no seguimento da descida dos preços das *commodities*, e eventos não recorrentes de €55 m, sobretudo relacionados com imparidades relativas ao negócio de E&P, com destaque para o projeto LNG II em Angola, no montante de €40 m. Os eventos não recorrentes englobam ainda cerca de €7 m relativos à Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE) em Portugal.

Os interesses que não controlam foram de €51 m, atribuíveis principalmente à Sinopec.

O resultado líquido RCA atingiu os €639 m, um aumento anual de €266 m.

O resultado líquido IFRS recuperou €296 m para os €123 m, incluindo um efeito *stock* negativo de €272 m e eventos não recorrentes de €244 m, os quais estiveram sobretudo relacionados com imparidades no negócio de E&P, com destaque para o projeto de LNG em Angola e para as imparidades relativas à atividade exploratória na bacia brasileira do Amazonas. Os eventos não recorrentes englobam ainda cerca de €55 m relativos à CESE em Portugal. A contabilização efetuada em relação à CESE decorre da estrita aplicação dos normativos contabilísticos, entendendo a Galp Energia, 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.

3.2. INVESTIMENTO

€ m

Trimestre					Doze meses				
3T15	4T14	4T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
223	333	321	(12)	(3,6%)	Exploração & Produção	1.017	1.103	86	8,5%
13	63	46	(17)	(27,4%)	Atividades de exploração e avaliação	253	94	(159)	(62,9%)
210	270	276	5	2,0%	Atividades de desenvolvimento e produção	764	1.009	245	32,1%
24	40	60	20	50,5%	Refinação & Distribuição	108	110	2	1,9%
8	8	49	41	s.s.	Gas & Power ¹	29	65	36	s.s.
0	4	1	(3)	(82,0%)	Outros	7	4	(3)	(42,5%)
256	385	431	46	11,9%	Investimento	1.161	1.283	121	10,4%

¹Inclui €39 m relativamente à aquisição de uma participação de 33% na Setgás no quarto trimestre de 2015 e nos doze meses de 2015.

QUARTO TRIMESTRE

O investimento no quarto trimestre de 2015 atingiu os €431 m, com o investimento no negócio de E&P a representar 75% do total. Excluindo a aquisição da participação de c.33% na Setgás no montante de €39 m, o investimento totalizou €392 m.

As atividades de desenvolvimento representaram 86% do investimento no negócio de E&P e os projetos no Brasil representaram 69% desse montante, com destaque para a perfuração de poços de desenvolvimento e a construção de unidades FPSO e de sistemas *subsea* para o desenvolvimento dos campos Lula/Iracema. O restante foi maioritariamente investido em atividades no bloco 32, em Angola.

O investimento em atividades de exploração e avaliação atingiu €45 m no trimestre, tendo sido alocado maioritariamente a atividades de avaliação no Brasil, nomeadamente na bacia de Potiguar e no bloco BM-S-8 da bacia de Santos.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €109 m, incluindo a aquisição da participação adicional de 33,05% na empresa

distribuidora de gás natural Setgás. Excluindo este impacto, o investimento alocado às atividades de *downstream* e gás totalizou c.€70 m, destinado sobretudo a atividades de manutenção e segurança nas refinarias.

DOZE MESES

Em 2015, o investimento foi de €1.283 m, tendo o investimento no negócio de E&P representado 86% do total.

A atividade de E&P absorveu €1.103 m, do qual cerca de 91% foi alocado a atividades de desenvolvimento, nomeadamente à construção de unidades FPSO e desenvolvimento dos campos Lula/Iracema, no Brasil, e bloco 32, em Angola.

O capital investido nas atividades de *downstream* e gás atingiu os €176 m, uma subida de 28% face a 2014, que se deveu ao investimento financeiro relacionado com o aumento da participação na empresa Setgás no quarto trimestre de 2015.

3.3. CASH FLOW

€ m (valores em IFRS)

Trimestre				Doze meses	
3T15	4T14	4T15		2014	2015
104	(166)	(17)	Ebit	180	450
8	19	27	Dividendos de empresas associadas	74	73
142	162	212	Depreciações e amortizações	614	722
275	316	50	Variação de fundo de manei	326	442
530	331	272	Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais	1.193	1.687
(252)	(365)	(392)	Investimento líquido ¹	(1.142)	(1.192)
(31)	(30)	(26)	Juros pagos e recebidos	(130)	(124)
(27)	(39)	(33)	Impostos de sociedades e tributação especial	(159)	(127)
(172)	(8)	(1)	Dividendos pagos	(275)	(318)
(105)	30	144	Outros ²	165	172
57	82	35	Variação da dívida líquida	348	(98)

¹Inclui montante de €39 m relativo à aquisição de uma participação de 33% na Setgás, bem como desinvestimento das cavernas para armazenagem de gás natural no montante de €69 m e €35 m da venda das empresas Madrilenas nos doze meses de 2015.

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

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2015, o *cash flow* gerado pelas atividades operacionais de €272 m e o reembolso de cerca de €88 m relativo ao empréstimo concedido à Sinopec compensou parcialmente o investimento líquido no período. A variação do fundo de manei beneficiou da redução da rubrica de clientes, bem como da redução de *stocks*.

DOZE MESES

Em 2015, a dívida líquida diminuiu €98 m, influenciada positivamente pela geração de *cash flow* das atividades operacionais de €1.687 m e pelo recebimento de €270 m relativos ao empréstimo concedido à Sinopec. O *cash flow* beneficiou da melhoria do fundo de manei, que resultou da redução da rubrica de clientes e de *stocks*.

3.4. SITUAÇÃO FINANCEIRA

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2014	30 setembro, 2015	31 dezembro, 2015	Varição vs 31 dez., 2014	Varição vs 30 set., 2015
Ativo não corrente líquido	7.599	7.638	7.877	278	239
Fundo de manei	968	577	527	(442)	(50)
Empréstimo à Sinopec	890	781	723	(167)	(58)
Outros ativos (passivos)	(512)	(536)	(517)	(5)	19
Capital empregue	8.945	8.459	8.609	(336)	150
Dívida de curto prazo	303	529	493	189	(36)
Dívida de médio-longo prazo	3.361	3.063	3.060	(302)	(3)
Dívida total	3.664	3.592	3.552	(112)	(40)
Caixa e equivalentes	1.144	1.205	1.130	(14)	(75)
Dívida líquida	2.520	2.387	2.422	(98)	35
Total do capital próprio	6.425	6.072	6.187	(238)	115
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.945	8.459	8.609	(336)	150

A 31 de dezembro de 2015, o ativo não corrente era de €7.877 m, dos quais €2.077 m correspondiam a investimento em curso, nomeadamente nos projetos de E&P.

O capital empregue no final do período era de €8.609 m, incluindo o empréstimo concedido à Sinopec, cujo montante, a 31 de dezembro, era de €723 m.

3.5. DÍVIDA FINANCEIRA

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2014	30 setembro, 2015	31 dezembro, 2015	Variação vs 31 dez., 2014	Variação vs 30 set., 2015
Obrigações	2.248	2.152	2.154	(94)	2
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.417	1.440	1.398	(19)	(41)
Caixa e equivalentes	1.144	1.205	1.130	(14)	(75)
Dívida líquida	2.520	2.387	2.422	(98)	35
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.630	1.606	1.699	-	-
Vida média (anos)	3,7	3,3	3,1	(0,60)	(0,24)
Taxa de juro média da dívida	4,21%	3,82%	3,75%	(0,5 p.p.)	(0,1 p.p.)
Dívida líquida para Ebitda	1,2x	1,1x	1,2x ²	-	-

¹Dívida líquida de €2.422 m ajustada do empréstimo concedido à Sinopec de €723 m.

²Rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo Sinopec, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €173 m, sendo o Ebitda dos últimos doze meses a RCA €1.564 m.

A 31 de dezembro de 2015, a dívida líquida situava-se em €2.422 m, mais €35 m do que no final do terceiro trimestre. No entanto, face ao final de 2014, a dívida líquida desceu €98 m.

Considerando como caixa e equivalentes o saldo de €723 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no final do ano situou-se em €1.699 m, resultando um rácio dívida líquida para Ebitda de 1,2x, considerando ainda para o efeito do apuramento deste rácio o valor correspondente aos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, com saldo de €173 m no final de 2015.

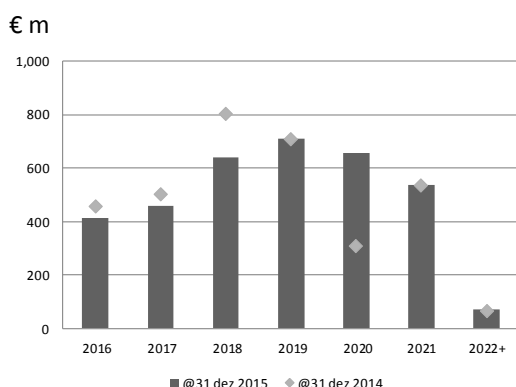
No final de 2015, a taxa de juro média da dívida era de 3,75%, com 42% do total da dívida contratada a taxa fixa.

O prazo médio da dívida era de 3,1 anos, sendo que a dívida de médio e longo prazo representava 86% do total.

A 31 de dezembro de 2015, cerca de 75% do total da dívida tinha vencimento a partir de 2018.

De referir ainda que, no final de 2015, a Galp Energia detinha cerca de €1,1 bn de linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 60% encontrava-se garantido contratualmente.

PERFIL DE REEMBOLSO DA DÍVIDA



3.6. VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇO REPLACEMENT COST AJUSTADAS

€ m

Trimestre						Doze meses			
3T15	4T14	4T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
3.906	4.470	3.435	(1.035)	(23,2%)	Vendas e prestações de serviços RCA	17.904	15.517	(2.387)	(13,3%)
162	159	129	(30)	(19,1%)	Exploração & Produção ¹	696	617	(78)	(11,2%)
3.183	3.476	2.737	(739)	(21,2%)	Refinação & Distribuição	14.007	12.110	(1.898)	(13,5%)
741	931	679	(252)	(27,1%)	Gas & Power	3.676	3.230	(446)	(12,1%)
30	35	33	(1)	(4,0%)	Outros	121	124	3	2,4%
(211)	(131)	(144)	13	10,0%	Ajustamentos de consolidação	(597)	(565)	(32)	(5,3%)

¹Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €122 m no quarto trimestre 2015 e €624 m nos doze meses de 2015.

3.7. RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

Quarto Trimestre					2015	Doze Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
198	116	314	(5)	309	Galp Energia	1.200	357	1.557	7	1.564
53	-	53	(0)	53	E&P	351	-	351	5	356
60	112	172	(7)	166	R&D	466	330	797	4	800
82	4	86	2	88	G&P	357	27	384	(2)	382
3	-	3	0	3	Outros	25	-	25	0	26

€ m

Quarto Trimestre					2014	Doze Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
8	367	375	24	399	Galp Energia	825	455	1.279	35	1.314
101	-	101	0	102	E&P	443	-	443	0	444
(198)	371	173	19	191	R&D	(82)	466	384	28	412
101	(5)	97	4	101	G&P	445	(11)	433	5	438
4	-	4	1	5	Outros	19	-	19	2	21

EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

Quarto Trimestre					2015	Doze Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
(17)	116	99	81	180	Galp Energia	450	357	807	189	996
(74)	-	(74)	86	12	E&P	(25)	-	(25)	170	145
(11)	112	101	(7)	94	R&D	168	330	498	18	516
66	4	70	1	71	G&P	286	27	313	1	313
2	-	2	0	2	Outros	21	-	21	0	21

€ m

Quarto Trimestre					2014	Doze Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
(166)	367	200	58	258	Galp Energia	180	455	635	140	774
38	-	38	26	65	E&P	191	-	191	104	295
(291)	371	81	25	105	R&D	(400)	466	66	33	99
83	(5)	78	6	84	G&P	370	(11)	359	4	363
3	-	3	1	4	Outros	19	-	19	(2)	17

3.8. EVENTOS NÃO RECORRENTES

€ m

Trimestre				Doze meses	
3T15	4T14	4T15		2014	2015
-	-	-	Venda de stock estratégico	(117,4)	-
-	-	-	Custo da venda de stock estratégico	113,5	-
0,0	(1,1)	0,1	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	(1,0)	(0,8)
(0,1)	(1,5)	(5,5)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(0,5)	(8,4)
5,1	2,8	0,7	Write-off ativos	3,8	6,1
(3,7)	-	-	Multa por incumprimento contratual	-	-
-	-	-	Subsídios investimento - Alienação cavernas	-	(2,6)
4,5	23,8	0,1	Custos com reestruturação - Pessoal	36,6	13,2
-	-	-	Acidentes	-	-
1,2	0,0	(1,6)	Provisão para meio ambiente e outras	(4,9)	6,0
-	-	-	Provisão para contas a receber	-	-
2,5	33,6	87,0	Imparidade de ativos	109,6	175,5
-	-	-	Multa não fiscal	-	-
9,6	57,6	80,8	Eventos não recorrentes do Ebit	139,7	189,0
3,2	21,1	(6,6)	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	21,4	12,0
-	-	-	Provisão para imparidade de investimento financeiro	2,8	-
-	8,4	3,1	Provisão para investimento financeiro	8,4	52,0
-	-	-	Outros resultados financeiros	-	-
12,8	87,0	77,3	Eventos não recorrentes antes de impostos	172,3	253,1
(1,5)	(11,3)	(1,8)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(19,9)	(35,0)
-	31,8	(19,4)	Reversão de impostos diferidos	31,8	(19,4)
26,6	0,0	7,2	Imposto contribuição sector energético	30,5	67,0
0,1	(7,4)	(8,3)	Interesses que não controlam	(12,0)	(22,0)
38,0	100,1	54,9	Total de eventos não recorrentes	202,6	243,6

3.9. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IFRS

€ m

			Doze Meses		
3T15	4T14	4T15	2014	2015	
3.746	4.316	3.258	Vendas	17.479	14.884
160	154	177	Serviços prestados	542	633
22	35	32	Outros rendimentos operacionais	105	100
3.927	4.505	3.466	Total de proveitos operacionais	18.126	15.617
(3.235)	(4.038)	(2.816)	Inventários consumidos e vendidos	(15.701)	(12.693)
(331)	(318)	(342)	Materiais e serviços consumidos	(1.158)	(1.316)
(90)	(116)	(89)	Gastos com o pessoal	(370)	(343)
(15)	(24)	(20)	Outros gastos operacionais	(73)	(63)
(3.672)	(4.497)	(3.268)	Total de custos operacionais	(17.302)	(14.417)
256	8	198	Ebitda	825	1.200
(142)	(162)	(212)	Gastos com amortizações, depreciações, imparidades	(614)	(722)
(9)	(12)	(3)	Provisões e imparidade de contas a receber	(31)	(28)
104	(166)	(17)	Ebit	180	450
17	(15)	23	Resultados de empresas associadas	30	81
(3)	(11)	5	Resultados de investimentos	(13)	(62)
(11)	(36)	(3)	Resultados financeiros	(132)	(96)
6	14	10	Juros a receber	48	28
(36)	(43)	(34)	Juros a pagar	(173)	(148)
27	13	23	Capitalização juros	46	89
(8)	(5)	(2)	Diferenças de câmbio	(27)	(35)
4	(23)	5	Mark to Market de derivados de cobertura	(18)	(13)
(4)	7	(4)	Outros custos/proveitos financeiros	(9)	(16)
107	(229)	8	Resultados antes de impostos	66	374
(33)	(4)	2	Impostos ¹	(154)	(155)
(27)	-	(7)	Imposto contribuição sector energético ²	(30)	(67)
47	(232)	3	Resultados antes de interesses que não controlam	(119)	152
(20)	(8)	3	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(55)	(29)
27	(240)	6	Resultado líquido	(173)	123

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

²Inclui €28,5 m e €26,8 m da CESE I e CESE II, respetivamente, nos doze meses de 2015

3.10. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

€ m	31 dezembro, 2014	30 setembro, 2015	31 dezembro, 2015
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	5.052	5.029	5.213
Goodwill	225	139	137
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.447	1.401	1.403
Participações financeiras em associadas	787	1.020	1.101
Participações financeiras em participadas	3	3	2
Empréstimo Sinopec	171	-	-
Outras contas a receber	212	333	320
Ativos por impostos diferidos	364	429	428
Outros investimentos financeiros	21	24	24
Total de ativos não correntes	8.282	8.380	8.629
Ativo corrente			
Inventários ²	1.210	890	873
Clientes	1.115	1.076	801
Outras contas a receber	667	604	571
Empréstimo Sinopec	719	781	723
Ativos disponíveis para venda	67	26	-
Outros investimentos financeiros	10	3	4
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	-	-
Caixa e seus equivalentes	1.144	1.205	1.131
Total de ativos correntes	4.933	4.585	4.102
Total do ativo	13.215	12.965	12.731
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	18	(110)	1
Outras reservas	2.684	2.684	2.684
Reservas de cobertura	(1)	3	(2)
Resultados acumulados	1.565	1.061	1.056
Resultado líquido do período	(173)	117	123
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	5.005	4.667	4.773
Interesses que não controlam	1.420	1.405	1.414
Total do capital próprio	6.425	6.072	6.187
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.114	1.156	1.151
Empréstimos obrigacionistas	2.248	1.906	1.908
Outras contas a pagar ³	556	556	549
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	411	423	422
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	121	110	78
Outros instrumentos financeiros	1	6	2
Provisões	185	407	419
Total do passivo não corrente	4.634	4.564	4.529
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	303	283	247
Empréstimos obrigacionistas	-	246	246
Fornecedores	898	903	643
Outras contas a pagar ⁴	921	859	842
Outros instrumentos financeiros	15	23	29
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	19	14	9
Total do passivo corrente	2.157	2.328	2.015
Total do passivo	6.791	6.892	6.544
Total do capital próprio e do passivo	13.215	12.965	12.731

¹Inclui contratos de concessão para a distribuição de gás natural.

²Inclui €46,8 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 31 de dezembro de 2015.

³Inclui €173,0 m correspondentes aos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil a 31 de dezembro 2015.

⁴Inclui €30,0 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 31 de dezembro de 2015.

3.11. CASH FLOW (MÉTODO DIRETO)

€ m

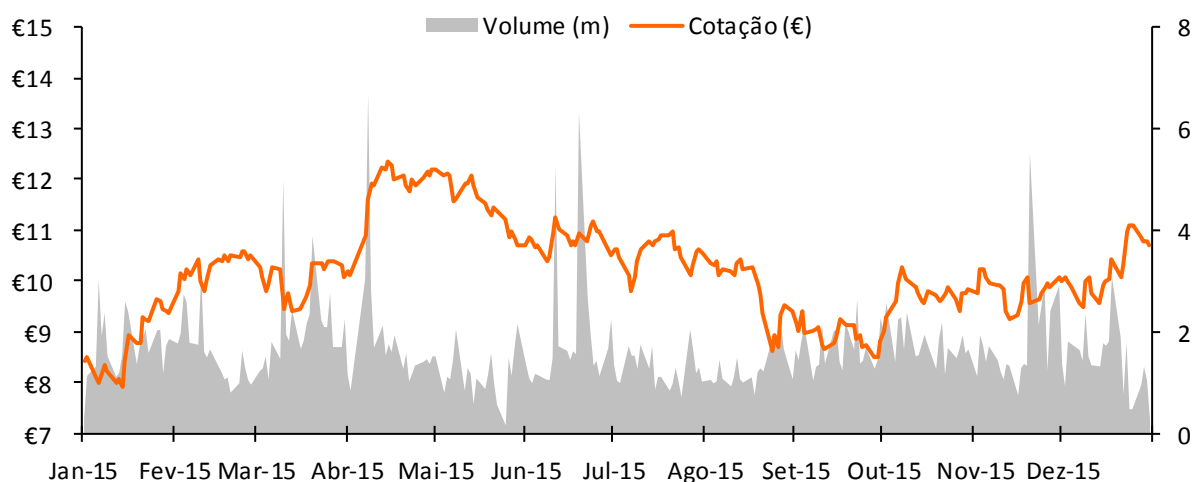
Trimestre			Doze meses	
3T15	4T14	4T15	2014	2015
1.169	1.292	1.087	1.406	1.023
Caixa e equivalentes no início do período¹			1.406	1.023
4.405	5.203	4.166	20.475	17.666
(2.782)	(3.712)	(2.785)	(14.611)	(11.421)
(72)	(113)	(123)	(358)	(371)
8	19	27	74	73
(683)	(664)	(635)	(2.489)	(2.633)
(482)	(488)	(333)	(2.078)	(1.720)
395	245	318	1.013	1.594
Total de fluxos operacionais			1.013	1.594
(234)	(285)	(391)	(1.060)	(1.200)
(14)	(27)	(26)	(118)	(111)
(172)	(8)	(1)	(275)	(318)
(27)	(39)	(33)	(159)	(127)
(7)	(198)	(24)	(67)	(119)
53	(10)	88	101	270
(76)	54	26	183	31
1.087	1.023	1.045	1.023	1.045
Caixa e equivalentes no final do período¹			1.023	1.045

¹Os 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 que no Balanço são considerados dívida.

²Salários e encargos em 2014 foram reclassificados para incluir contribuições da segurança social e dos fundos de pensões.

Ação Galp Energia

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor.

QUARTO TRIMESTRE

A ação da Galp Energia encerrou o quarto trimestre de 2015 com uma cotação de €10,72, tendo valorizado 22% no período. A cotação mínima no período foi de €8,86 e a máxima de €11,08.

Durante o quarto trimestre do ano foram transacionadas cerca de 207 m de ações em mercados regulamentados, dos quais 110 m na Euronext Lisbon. Assim, o volume médio diário transacionado nos mercados regulamentados foi de cerca de 3,1 m de ações, dos quais 1,7 m na Euronext Lisbon. No final do quarto trimestre de 2015, a capitalização bolsista da Galp Energia situava-se nos €8,9 bn.

DOZE MESES

Durante o ano de 2015, a ação da Galp Energia valorizou 27%, tendo o volume transacionado atingido os 712 m de ações em mercados regulamentados, dos quais 421 m na Euronext Lisbon.

O volume médio diário de ações transacionadas nos mercados regulamentados foi de 2,8 m de ações, incluindo 1,6 m de ações transacionadas através da Euronext Lisbon.

Principais indicadores			
	2014	4T15	2015
Min (€)	7,82	8,86	7,81
Max (€)	13,75	11,08	12,48
Média (€)	12,10	9,93	10,17
Cotação de fecho (€)	8,43	10,72	10,72
Volume mercado regulamentado (m ações)	547,9	207,4	711,6
Volume médio por dia (m ações)	2,1	3,1	2,8
do qual Euronext Lisbon (m ações)	1,3	1,7	1,6
Capitalização bolsista (€m)	6.991	8.890	8.890

BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp Energia relativas aos anos findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 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 dezembro de 2015 e 2014 e em 30 de setembro de 2015. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de dezembro e 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

As demonstrações financeiras da Galp Energia 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 Energia, 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

A Galp Energia alterou, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2015, a base de cálculo dos valores unitários da margem de refinação e dos custos *cash* associados, que passaram a considerar todas as matérias-primas processadas (convertidas em barris de petróleo equivalente), sendo que anteriormente considerava apenas o crude processado. Esta alteração repercutiu-se no período homólogo para efeitos de comparação.

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.

EBT

Resultados antes de impostos e interesses minoritários

GALP ENERGIA, EMPRESA OU GRUPO

Galp Energia, SGPS, S.A., subsidiárias e empresas participadas.

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% PM UL NWE FOB Bg, +8,7% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +45,1% ULSD 10 ppm NWE CIF e +8,9% LSFO 1% FOB Cg.; Taxa de terminal: \$1/t; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o *dated Brent*; Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$7,60/t. 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% PM UL 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: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/t; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o *dated Brent*; Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,60/t. 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; Quebras:7,4%;Taxa de terminal: 1\$/t; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Arabian Light Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,60/t. Rendimentos mássicos.

MARGEM AROMÁTICOS DE ROTERDÃO

Margem aromáticos de Roterdão: -60% PM UL NWE FOB Bg, - 40,0% Nafta NWE FOB Bg., + 37% Nafta NWE FOB Bg., + 16,5% PM UL NWE FOB Bg + 6,5% Benzeno Roterdão FOB Bg + 18,5% Tolueno Roterdão FOB Bg + 16,6% Paraxileno Roterdão FOB Bg + 4,9% Ortóxileno 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 carácter 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.

Abreviaturas

AIP: Acordo de Individualização da Produção

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas

API: American Petroleum Institute

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

Cg: *Cargoes*

CESE: Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético

CIF: *Costs, Insurance and Freight*

CMP: custo médio ponderado

COOEC: Offshore Oil Engineering Co. Ltd

CORES: *Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos*

CPT: *compliant piled tower*

CTA: *Cumulative Translation Adjustment*

CWT: *Carbon weighted tonne*

DoC: Declaração de Comercialidade

DST: *drill stem test*

E&P: Exploração & Produção

EPCIC: Engenharia, Aprovisionamento, Construção, Instalação e Comissionamento

EUA: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

EWT: *Extended Well Test*

FEED: *Front-End Engineering Design*

FOB: *Free on Board*

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

G&P: Gas & Power

GN: gás natural

GNL: gás natural liquefeito

GWh: *gigawatt per hour*

IAS: *International Accounting Standards*

IFRS: *International Financial Reporting Standards*

IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo

JKM: *Japan Korea Marker*

LSFO: *low sulphur fuel oil*

k: mil

kbbbl: milhares de barris

kboe: milhares de barris de petróleo equivalente

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kboepd: milhares de barris de petróleo por dia

m: milhão

m³: metro cúbico

mmbbl: milhões de barris

mmbboe: milhões de barris de petróleo equivalente

mmbopd: milhares de barris de petróleo por dia

mmbtu: *million british thermal units*

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

NBP: National Balancing Point

NE: Nordeste

OPEP: Organização de Países Exportadores de Petróleo

R&D: Refinação & Distribuição

RC: *Replacement Cost*

RCA: *Replacement Cost Ajustado*

RDA: *Reservoir Data Acquisition*

s.s.: sem significado

TL: Tômbua-Lândana

T: toneladas

ULSD CIF Cg: *Ultra Low sulphur diesel CIF Cargoes*

USD/\$: Dólar dos Estados Unidos

VGO: *vacuum gasoil*

YoY: *year-on-year* (variação anual)

Disclaimer

O presente relatório foi elaborado pela Galp Energia, SGPS, S.A. ("Galp Energia" 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 identificam geralmente declarações prospetivas. Declarações prospetivas podem incluir declarações sobre: objetivos, metas, estratégias, perspetivas de crescimento; planos, eventos ou desempenho futuros e potencial para o crescimento futuro; liquidez, recursos de capitais e despesas de capital; perspetivas económicas e tendências do sector; procura de energia e abastecimento; evolução dos mercados da Galp Energia; impacto das iniciativas regulamentares; a força dos concorrentes da Galp Energia.

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 Energia 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 controlo. 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 Energia ou da indústria sejam materialmente diferentes dos resultados expressos ou implícitos nesta apresentação por tais declarações prospetivas.

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 Energia 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
Joana Pereira
João Pereira
Pedro Pinto

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.galpenergia.com

Email: investor.relations@galpenergia.com

Reuters: GALP.LS
Bloomberg: GALP PL

