



RESULTADOS

TERCEIRO TRIMESTRE E NOVE MESES DE 2014



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

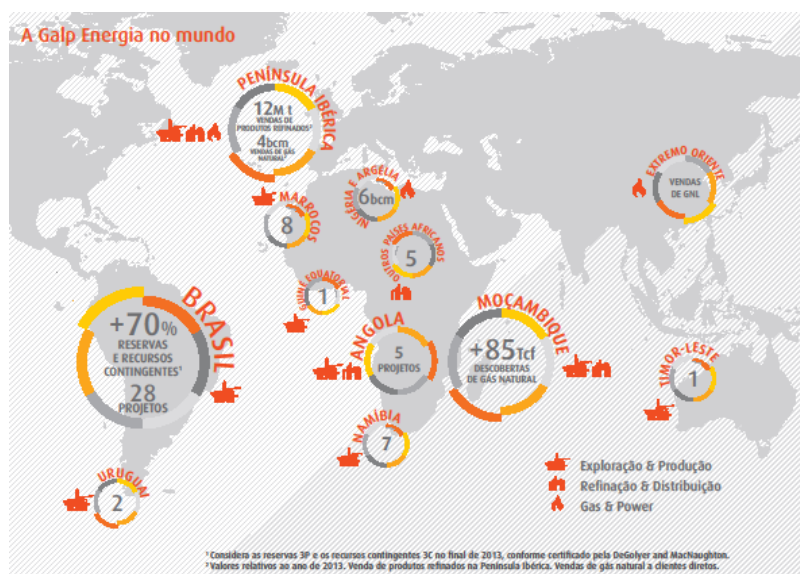
MEMBER OF
**Dow Jones
Sustainability Indices**
In Collaboration with RobecoSAM

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

GALP ENERGIA: ENERGIA EM DESENVOLVIMENTO

Quem somos

- Uma Empresa integrada de energia focada no negócio de exploração e produção, com um portefólio de ativos que permitirá um crescimento ímpar na indústria.
- Centramos a atividade de exploração e produção em três países de referência: Brasil, Angola e Moçambique.
- Temos negócios ibéricos que, com o seu *cash flow*, permitirão à Galp Energia manter uma capacidade financeira robusta.



A nossa visão e o nosso propósito

Ser um operador integrado de energia, reconhecido pelas atividades de exploração e produção que desenvolve, e que entrega valor de forma sustentável.

A nossa estratégia

Reforçar as atividades de exploração e produção de forma a entregar um crescimento rentável e sustentável, apoiado por um negócio ibérico eficiente e competitivo, e com base numa capacidade financeira robusta.

Os nossos *drivers* estratégicos

- Focalização no negócio de E&P.
- Desenvolvimento de projetos de produção de classe mundial.
- Disciplina financeira.

As nossas vantagens competitivas

- Porta-estandarte nacional.
- Parcerias duradouras de sucesso.
- Competências e conhecimento integrado.
- Organização robusta e flexível.
- Experiência em alguns dos mais promissores projetos mundiais.

Para mais informações, consulte www.galpenergia.com.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

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
2.1. Exploração & Produção	11
2.2. Refinação & Distribuição	14
2.3. Gas & Power	17
3. Informação financeira	19
3.1. Demonstração de resultados	19
3.2. Investimento	22
3.3. Cash flow	23
3.4. Situação financeira	24
3.5. Dívida financeira	24
Ação Galp Energia	26
Informação adicional	27
1. Bases de apresentação da informação	27
2. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	28
2.1. Ebitda <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	28
2.2. Ebit <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	28
3. Vendas e prestações de serviço <i>replacement cost</i> ajustadas	29
4. Eventos não recorrentes	29
5. Demonstrações financeiras consolidadas	32
5.1. Demonstração de resultados consolidados em IFRS	32
5.2. Situação financeira consolidada.....	33

SUMÁRIO EXECUTIVO

Durante o terceiro trimestre de 2014, a Galp Energia deu continuidade à implementação da sua estratégia, focada no crescimento do negócio de Exploração & Produção (E&P) e na otimização dos seus negócios de Refinação & Distribuição (R&D) e de Gas & Power (G&P).

Nas atividades de exploração e avaliação, destaca-se, no Brasil, a continuação da execução do plano de avaliação de Iara, no bloco BM-S-11, e a conclusão da perfuração do poço de avaliação Apollonia, no bloco BM-S-24, que comprovou a extensão da descoberta de Júpiter e a qualidade do reservatório. Ainda na bacia de Santos, a Galp Energia e os seus parceiros retomaram em setembro a perfuração do poço de avaliação Carcará Extensão, com o objetivo de avaliar o potencial de recursos na descoberta Carcará. Destaque ainda para a conclusão da perfuração do poço de avaliação Coral-4, localizado na Área 4 da bacia do Rovuma, em Moçambique. Em Marrocos, a Galp Energia concluiu a perfuração do poço TAO-1, não tendo sido encontrados hidrocarbonetos.

As atividades de desenvolvimento prosseguiram durante o trimestre, nomeadamente no campo Lula/Iracema, no bloco BM-S-11, onde se destacou a entrada em operação de dois novos poços produtores na área de Lula NE, que contribuíram para que a FPSO Cidade de Paraty (FPSO #2) atingisse a sua capacidade máxima de produção. Ainda no terceiro trimestre, destaca-se a chegada da FPSO Cidade de Mangaratiba (FPSO #3) à área de Iracema Sul, que iniciou produção já no decorrer do mês de outubro.

O Ebitda *replacement cost* ajustado (RCA) do terceiro trimestre de 2014 aumentou 21% em relação ao período homólogo de 2013, para €379 milhões (m),

para o que contribuiu o aumento da produção de petróleo e gás natural no negócio de E&P bem como a melhoria do desempenho operacional do segmento de negócio de R&D. Já o negócio de G&P foi impactado pela menor atividade de supply & trading de gás natural liquefeito (GNL).

O investimento no trimestre foi de €314 m, dos quais 91% destinaram-se a atividades de exploração e produção, nomeadamente de desenvolvimento do campo Lula/Iracema, no Brasil.

No final de setembro de 2014, a dívida líquida situava-se em €2.438 m, ou em €1.583 m considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes. Neste caso, o rácio dívida líquida/Ebitda situava-se em 1,3x.

PRINCIPAIS DESTAQUES OPERACIONAIS NO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2014

- A produção *net entitlement* de petróleo e gás natural foi de 28,2 kboepd, dos quais a produção no Brasil representou 76%;
- A margem de refinação da Galp Energia foi de \$5,6/bbl, reflexo sobretudo da melhoria das margens de refinação no mercado internacional, enquanto o negócio de distribuição de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para os resultados;
- As vendas de gás natural de 1.682 milhões de metros cúbicos (mm³) no período foram afetadas pelo menor número de operações de venda de GNL no mercado internacional, com os volumes transacionados no trimestre a situarem-se nos 716 mm³.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

PRINCIPAIS INDICADORES

INDICADORES FINANCEIROS

€ m (valores em RCA)

Terceiro Trimestre					Nove Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
312	379	66	21,2%	Ebitda	869	915	46	5,3%
110	131	21	19,3%	Exploração & Produção	287	342	55	19,3%
76	144	68	89,8%	Refinação & Distribuição	247	221	(27)	(10,8%)
121	99	(22)	(18,0%)	Gas & Power	319	337	17	5,4%
142	243	101	71,4%	Ebit	441	516	76	17,2%
52	90	39	74,8%	Exploração & Produção	141	231	90	63,6%
(14)	72	86	s.s.	Refinação & Distribuição	25	(6)	(31)	s.s.
99	78	(21)	(21,6%)	Gas & Power	262	279	17	6,6%
57	121	64	s.s.	Resultado líquido	218	236	18	8,0%
253	314	61	23,9%	Investimento	728	776	49	6,7%
1.305	1.583	278	21,3%	Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec¹	1.305	1.583	278	21,3%
1,2x	1,3x	0,2x	s.s.	Dívida líquida incl. empréstimo à Sinopec para Ebitda¹	1,2x	1,3x	0,2x	s.s.

¹ Empréstimo à Sinopec considerado como caixa e equivalentes.

INDICADORES OPERACIONAIS

Terceiro Trimestre					Nove Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
25,8	31,8	6,0	23,1%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	24,3	28,5	4,3	17,5%
21,9	28,2	6,3	28,6%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	20,5	24,9	4,4	21,6%
107,2	93,2	(14,0)	(13,1%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	98,2	98,8	0,5	0,5%
22.308	21.169	(1.139)	(5,1%)	Crude processado (kbbbl)	66.180	55.052	(11.128)	(16,8%)
1,7	5,6	4,0	s.s.	Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	2,3	2,4	0,1	4,0%
2,4	2,4	0,0	0,5%	Vendas <i>oil</i> clientes diretos (mt)	7,0	6,9	(0,1)	(1,2%)
958	966	8	0,8%	Vendas de gás natural a clientes diretos (mm ³)	2.925	2.791	(134)	(4,6%)
1.014	716	(297)	(29,3%)	Vendas de GN/GNL em <i>trading</i> (mm ³)	2.225	2.796	571	25,7%
500	389	(111)	(22,2%)	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	1.417	1.216	(201)	(14,2%)

INDICADORES DE MERCADO

Terceiro Trimestre					Nove Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
110,3	101,9	(8,4)	(7,6%)	Preço médio do <i>dated Brent</i> ¹ (USD/bbl)	108,5	106,5	(1,9)	(1,8%)
(0,9)	(1,2)	0,3	28,4%	Diferencial do preço do crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(1,2)	(1,8)	0,7	56,8%
65,3	42,4	(22,9)	(35,1%)	Preço gás natural NBP do Reino Unido ³ (GBP/therm)	68,2	49,3	(18,9)	(27,8%)
15,7	12,1	(3,6)	(22,8%)	Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	16,1	14,7	(1,5)	(9,1%)
0,5	2,3	1,8	s.s.	Margem de refinação <i>benchmark</i> ⁴ (USD/bbl)	1,6	0,5	(1,1)	(66,8%)
15,2	14,7	(0,4)	(2,9%)	Mercado <i>oil</i> Ibérico ⁵ (mt)	43,5	43,5	0,0	0,0%
6.844	6.721	(123)	(1,8%)	Mercado gás natural Ibérico ⁶ (mm ³)	23.764	21.728	(2.036)	(8,6%)

¹ Fonte: Platts.

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

³ Fonte: Bloomberg.

⁴ Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem de refinação *benchmark* vide "Definições".

⁵ Fonte: Apetro para Portugal; Cores para Espanha e inclui estimativa para setembro de 2014.

⁶ Fonte: Galp Energia e Enagás.

ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Atividades de exploração e avaliação

BRASIL

No terceiro trimestre de 2014, a Galp Energia concluiu a perfuração do poço de avaliação Apollonia, localizado no bloco BM-S-24, que comprovou a extensão da descoberta de Júpiter e a qualidade do reservatório, tendo sido encontrados fluidos com características semelhantes aos encontrados nos poços já perfurados, nomeadamente Júpiter, Júpiter NE e Bracuhy. De salientar ainda o início do Drill Stem Test (DST) no poço Bracuhy, com o objetivo de avaliar o potencial de produtividade desta área do reservatório.

No mês de setembro, o consórcio retomou a primeira fase de perfuração do poço de avaliação Carcará Extensão, após a suspensão em janeiro de 2014 que se deveu a problemas técnicos com o desempenho da sonda. A perfuração do poço tem como objetivo a avaliação do potencial de recursos na descoberta Carcará, bem como a realização de um DST. A segunda fase deverá realizar-se no segundo semestre de 2015, com utilização duma sonda com equipamento Managed Pressure Drilling (MPD), de modo a garantir a perfuração deste reservatório de alta pressão com segurança e atendendo às melhores práticas da indústria.

MOÇAMBIQUE

Em Moçambique, o consórcio concluiu a perfuração do poço de avaliação Coral-4, localizado na Área 4 da bacia do Rovuma. A perfuração teve por objetivo aumentar o conhecimento do reservatório para a definição do plano de desenvolvimento da área.

ANGOLA

Em Angola, continuou a perfuração do poço de avaliação Cominhos-3, iniciada durante o mês de junho, com o objetivo de testar o reservatório dos intervalos Oligoceno e Eoceno, e aumentar o conhecimento para um possível desenvolvimento desta área do bloco 32.

MARROCOS

A Galp Energia concluiu a perfuração do poço de exploração TAO-1, localizado na área Tarfaya Offshore, não tendo sido encontrados hidrocarbonetos. Este poço tinha como objetivo primário avaliar o potencial de recursos do prospecto Trident, localizado no intervalo Jurássico Médio. Foi ainda testado o prospecto Assaka, no intervalo Jurássico Superior, onde também não foram encontrados hidrocarbonetos.

Este foi o primeiro poço *offshore* que a Empresa perfurou na qualidade de operadora, sendo de destacar o facto de as atividades terem sido concluídas de acordo com o plano e sem incidentes no plano da Segurança, Saúde e Ambiente.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

CALENDÁRIO DE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Área	Objetivo	Participação	E/A ¹	Spud date	Duração (# dias)	Status do poço
Brasil²						
BM-S-8	Carcará (extensão) ³	14%	A	Set-14	120	Em curso
BM-S-24	Apollonia	20%	A	2T14	120	Concluído
BM-S-24	Elida ⁴	20%	A	4T14	120	-
Moçambique						
Rovuma	Agulha-2	10%	A	1T14	60	Concluído
Rovuma	Dugongo-1	10%	E	2T14	60	Concluído
Rovuma	Coral-4	10%	A	2T14	60	Concluído
Angola						
Bloco 32	Cominhos-2	5%	A	1T14	60	Concluído
Bloco 32	Cominhos-3	5%	A	Jun-14	60	Em curso
Marrocos						
Tarfaya	Trident	50%	E	2T14	90	Concluído

¹ E – Poço de Exploração; A – Poço de Avaliação.

² Petrogal Brasil: 70% Galp Energia; 30% Sinopec.

³ Primeira fase.

⁴ Poço de avaliação a ser perfurado na área de Júpiter.

ATIVIDADES DE DESENVOLVIMENTO

BRASIL

No terceiro trimestre de 2014, a Galp Energia e os seus parceiros continuaram a realizar trabalhos de desenvolvimento na área de Lula/Iracema.

Durante o terceiro trimestre de 2014, a FPSO Cidade de Paraty atingiu a capacidade máxima de produção, 15 meses após a sua entrada em operação. O quarto poço produtor permanente foi ligado à FPSO #2 e iniciou produção em agosto, através do BSR Sul, enquanto o terceiro poço produtor iniciou a produção durante o mês de setembro, após a resolução de um problema na válvula de segurança DHSV (Down Hole Safety Valve). O consórcio prevê ainda a ligação, durante o quarto trimestre, do quinto poço produtor, o que permitirá maior flexibilidade da produção e uma melhor gestão do reservatório.

Já no decorrer do quarto trimestre, no dia 14 outubro, a FPSO Cidade de Mangaratiba iniciou a produção. Esta FPSO, alocada à área de Iracema Sul, será interligada a oito poços produtores e oito injetores. O primeiro poço interligado à FPSO tem um potencial de produção superior a 30 kbopd, ainda que a produção

esteja restringida até à conexão do primeiro poço injetor de gás, prevista em dezembro. O pico de produção desta FPSO deverá ser atingido durante o primeiro semestre de 2016.

Os trabalhos de construção das restantes unidades FPSO destinadas ao campo Lula/Iracema continuaram a decorrer durante o trimestre.

O casco da FPSO Cidade de Itaguaí (FPSO #4), a unidade cujo início de produção está previsto para o quarto trimestre de 2015 na área de Iracema Norte, foi convertido num estaleiro da Cosco, na China, estando iminente a sua saída do estaleiro para o estaleiro da Brasfels, em Angra dos Reis, no Brasil, onde será realizada a integração dos *topsides*. As unidades FPSO afetadas às áreas de Lula Alto e Lula Central, FPSO Cidade de Maricá e FPSO Cidade de Saquarema, respetivamente, com entrada em produção prevista para o primeiro semestre de 2016, estão a ser convertidas em estaleiros da Chengxi, também na China.

Relativamente às FPSO replicantes, de destacar o avanço dos trabalhos no casco da P-66, com previsão de saída para os estaleiros da Brasfels, em Angra dos Reis, no Brasil, no final de novembro de 2014.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

Salientam-se ainda os trabalhos de integração dos blocos do casco da P-67 e P-69, em doca seca no estaleiro do Rio Grande do Sul, e a realização dos trabalhos da P-68, no estaleiro de Cosco, na China.

A Galp Energia e seus parceiros prosseguiram o desenvolvimento de poços na área de Lula/Iracema, de acordo com o plano. No âmbito do plano de desenvolvimento da área de Lula NE, estão perfurados um total de 11 poços, dos quais seis são poços produtores. Na área de Lula-1 está planejada a perfuração de três poços complementares, um produtor e dois injetores, que serão ligados no futuro, com o intuito de sustentar a produção da FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPSO #1). No terceiro trimestre foi concluída a perfuração e completação de um dos poços injetores previstos, cuja conexão está prevista para novembro. O poço *quasi-horizontal* P8H será conectado à FPSO #1 também em novembro de 2014.

Já no âmbito do plano de desenvolvimento da área de Iracema Sul, foi concluída até à data a perfuração de 12 poços.

Relativamente às áreas subsequentes a Iracema Sul, o consórcio concluiu até ao momento a perfuração de 23 poços, no âmbito do plano de desenvolvimento.

No terceiro trimestre de 2014, foi iniciada a perfuração do segundo poço para aquisição de dados do reservatório (RDA) na área de Iara, cujo objetivo consiste em testar a qualidade dos reservatórios carbonatados e confirmar o oil-water contact (OWC) no flanco da área de Iara, que deverá estar concluído até ao final do ano de 2014.

O Extended Well Test (EWT) na área de Iara Oeste, iniciado durante o mês de junho, irá prolongar-se até ao final de 2014. Durante o período de operações, foi registada uma produção média de 29 kbopd, tendo sido pontualmente interrompido para a realização de testes e recolha de dados. Este EWT está a ser realizado através da FPSO Dynamic Producer.

ANGOLA

No campo Tômbua-Lândana (TL), foi concluída a perfuração dum poço produtor no terceiro trimestre de 2014.

POÇOS DE DESENVOLVIMENTO NA ÁREA DE LULA/IRACEMA

Projeto	Tipo de poços	Taxa de execução		
		Total planeados	Perfurados	Em curso
Lula 1	Produtores	7	6	-
<i>FPSO Cidade de Angra dos Reis</i>	Injetores	5	4	-
Lula NE	Produtores	8	6	-
<i>FPSO Cidade de Paraty</i>	Injetores	6	5	-
Iracema Sul	Produtores	8	6	-
<i>FPSO Cidade de Mangaratiba</i>	Injetores	8	6	-

DESEMPENHO OPERACIONAL E FINANCEIRO

1. ENVOLVENTE DE MERCADO

DATED BRENT

No terceiro trimestre de 2014, a cotação média do *dated Brent* diminuiu \$8,4/bbl em relação ao período homólogo de 2013, para \$101,9/bbl, o valor mínimo trimestral dos últimos dois anos. Esta evolução deveu-se ao crescimento abaixo das expectativas da Europa e da China, bem como às paragens para manutenção de refinarias na bacia Atlântica. Por outro lado, o aumento da produção na Líbia, no Iraque e nos EUA teve um impacto positivo na oferta.

Nos primeiros nove meses de 2014, o valor médio do *dated Brent* foi de \$106,5/bbl, o que correspondeu a uma descida de \$1,9/bbl face ao período homólogo do ano anterior.

No terceiro trimestre de 2014, a diferença entre o preço dos crudes pesados e leves foi de -\$1,2/bbl, aumentando \$0,3/bbl face ao período homólogo de 2013. Salienta-se que no terceiro trimestre de 2013, o preço dos crudes pesados havia sido influenciado pela maior procura de crudes pesados na Rússia.

Nos primeiros nove meses de 2014, o diferencial de preços entre ramas pesadas e leves aumentou \$0,7/bbl relativamente ao período homólogo de 2013, para -\$1,8/bbl.

MARGENS DE REFINAÇÃO

No terceiro trimestre de 2014, a margem de refinação *benchmark* da Galp Energia registou um aumento de \$1,8/bbl face ao período homólogo, para \$2,3/bbl. Esta evolução refletiu o aumento de \$1,5/bbl e \$2,1/bbl das margens de *hydrocracking* e *cracking*, respetivamente, na sequência da evolução positiva dos *cracks* da gasolina e do fuelóleo, suportadas também pela descida do preço do petróleo.

O *crack* do gásóleo diminuiu \$1,1/bbl, comparativamente com o terceiro trimestre de 2013 devido à desaceleração do sector industrial na China e

na Europa. O *crack* da gasolina aumentou \$3,9/bbl face ao período homólogo, consequência da menor disponibilidade de produto na Costa Leste dos EUA e do aumento da procura de gasolina na China. O *crack* do fuelóleo aumentou \$3,2/bbl, no seguimento da menor oferta no período pelas refinarias na bacia Atlântica, e pelo facto de no terceiro trimestre de 2013 o preço do fuelóleo ter sido impactado pela menor procura de bancas marítimas.

Nos primeiros nove meses de 2014, a margem de refinação *benchmark* da Galp Energia diminuiu \$1,1/bbl em relação aos primeiros nove meses de 2013, situando-se nos \$0,5/bbl. Esta tendência negativa refletiu a descida nas margens de *hydrocracking* e *cracking*, que desceram \$1,0/bbl e \$0,8/bbl, respetivamente.

MERCADO IBÉRICO

No terceiro trimestre de 2014, o mercado ibérico de produtos petrolíferos situou-se nos 14,7 milhões de toneladas (mt), uma redução de 3% face ao período homólogo de 2013.

O mercado português registou uma descida de 2% no período, reflexo do contexto económico na região, que impactou sobretudo a procura no mercado da gasolina, que contraiu 2%, e do fuelóleo, que desceu 42% face ao terceiro trimestre de 2013. Já o mercado espanhol registou uma evolução negativa de 3% face ao período homólogo de 2013, com uma descida de 4% no consumo da gasolina e uma redução de 3% no mercado do gásóleo.

Durante os primeiros nove meses do ano, o mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica permaneceu estável face ao período homólogo de 2013, em 43,5 mt.

O mercado de gás natural na Península Ibérica desceu 2% face ao terceiro trimestre de 2013, para os 6.721 mm³. Esta descida deveu-se à redução do consumo

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

nos segmentos industrial e residencial, o que refletiu o atual contexto económico da região.

Nos primeiros nove meses de 2014, o mercado ibérico de gás natural registou uma evolução negativa de 9% face ao período homólogo, para os 21.728 mm³, consequência da redução do consumo nos segmentos industrial e residencial.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

2. DESEMPENHO OPERACIONAL

2.1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Terceiro Trimestre					Nove Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
25,8	31,8	6,0	23,1%	Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	24,3	28,5	4,3	17,5%
24,3	29,7	5,5	22,5%	Produção de petróleo (kbopd)	22,3	27,1	4,8	21,5%
21,9	28,2	6,3	28,6%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	20,5	24,9	4,4	21,6%
8,7	6,9	(1,8)	(20,6%)	Angola	8,5	6,9	(1,5)	(18,2%)
13,2	21,3	8,1	60,9%	Brasil	12,0	18,0	6,0	49,8%
107,2	93,2	(14,0)	(13,1%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	98,2	98,8	0,5	0,5%
10,2	8,9	(1,3)	(12,3%)	Royalties² (USD/boe)	9,2	9,6	0,4	4,1%
14,9	11,8	(3,1)	(21,0%)	Custo de produção (USD/boe)	12,9	14,3	1,3	10,4%
29,8	18,9	(10,9)	(36,7%)	Amortizações³ (USD/boe)	26,3	19,6	(6,7)	(25,4%)
110	131	21	19,3%	Ebitda	287	342	55	19,3%
59	42	(17)	(29,0%)	Depreciações e amortizações	144	112	(31)	(21,8%)
(0)	(1)	(0)	s.s.	Provisões	2	(1)	(3)	s.s.
52	90	39	74,8%	Ebit	141	231	90	63,6%

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

² Com base na produção proveniente do Brasil.

³ Exclui provisões para abandono.

ATIVIDADE

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2014, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou cerca de 23% face ao período homólogo de 2013, para 31,8 kboepd, sendo que 94% correspondeu a produção de petróleo.

A produção proveniente do Brasil aumentou 61% face ao terceiro trimestre de 2013, para 21,3 kboepd, devido à contribuição da produção da FPSO #2, que registou uma produção média de 8,7 kboepd no período e representou 41% da produção total do Brasil. De salientar que FPSO #1 manteve o seu contributo para produção no período.

O EWT na área de Iara também contribuiu para o aumento da produção no Brasil, com uma produção de 2,5 kbopd.

A exportação de gás da área de Lula aumentou 35% face ao terceiro trimestre de 2013, de 1,3 kboepd para 1,7 kboepd na sequência do início da exportação de gás natural da área de Lula NE.

Em Angola, a produção *working interest* diminuiu cerca de 2,1 kbopd, ou seja, 17% face ao terceiro trimestre de 2013, para 10,5 kbopd, devido à menor contribuição dos campos TL e Kuito, no bloco 14, no seguimento da desmobilização da FPSO no campo Kuito, no final de 2013. Por outro lado, a produção dos campos BBLT manteve-se em linha face ao período homólogo de 2013.

A produção *net entitlement* foi de 28,2 kboepd, um aumento de 29% face ao terceiro trimestre de 2013. Esta evolução foi sustentada pelo aumento da contribuição do Brasil, que mais do que compensou a descida da produção em Angola, que diminuiu 21% face a 2013, para 6,9 kbopd, na sequência da diminuição da produção *working interest*.

A produção proveniente do Brasil representou 76% do total da produção *net entitlement* no terceiro trimestre de 2014, face a 60% no período homólogo de 2013.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2014, a produção *working interest* aumentou 18% para 28,5 kboepd, devido à maior contribuição da produção do Brasil, que registou um aumento de 50% em relação ao período homólogo de 2013, para 18,0 kboepd. Esta evolução foi sustentada pelo aumento da produção da FPSO #2 e pela contribuição dos EWT realizados nas áreas de Lula Central, Lula Sul e Iara, realizados nos primeiros nove meses de 2014, com uma produção média conjunta de 1,9 kbopd. Destaca-se que a FPSO #1 operou de forma estável no período.

A produção *working interest* em Angola diminuiu 14%, devido à diminuição da produção do campo Kuito, no bloco 14. No entanto, a produção do campo BBLT aumentou cerca de 9% face aos primeiros nove meses de 2013, devido à entrada em produção de novos poços.

A produção *net entitlement* aumentou cerca de 22%, para 24,9 kboepd, face aos primeiros nove meses de 2013, essencialmente devido ao aumento da produção no Brasil.

RESULTADOS

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2014, o Ebitda foi de €131 m, ou seja, um aumento de €21 m face ao período homólogo do ano anterior, devido ao aumento da produção *net entitlement*, que mais do que compensou o decréscimo do preço médio de venda de petróleo e gás natural no período.

O preço médio de venda foi de \$93,2/boe, face aos \$107,2/boe registados no terceiro trimestre de 2013. Esta evolução deveu-se, essencialmente, à diminuição do preço do petróleo nos mercados internacionais no terceiro trimestre de 2014.

Os custos de produção foram de €23 m, em linha com o terceiro trimestre de 2013. No Brasil, verificou-se um aumento nos custos de produção, devido ao aumento de produção da FPSO #2, a qual atingiu a

sua capacidade máxima de produção no decorrer do trimestre, e ao EWT na área de Iara. Em Angola, verificou-se uma diminuição nos custos de produção, relacionada com a desmobilização da FPSO no campo Kuito, em dezembro de 2013. Em termos unitários, numa base *net entitlement*, os custos de produção no terceiro trimestre de 2014 diminuíram \$3,1/boe face ao período homólogo do ano anterior, para \$11,8/boe.

Os outros custos operacionais registaram uma diminuição de €6 m, face ao período homólogo de 2013, para €14 m.

No terceiro trimestre de 2014, as amortizações, excluindo custos para abandono, diminuíram €8 m face ao período homólogo de 2013, para €37 m. Por um lado, as amortizações diminuíram em Angola, na sequência da desmobilização da FPSO Kuito realizada no final de 2013, enquanto no Brasil as amortizações aumentaram refletindo a maior base de ativos e a subida da produção. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias diminuíram de \$29,8/boe no terceiro trimestre de 2013 para \$18,9/boe no terceiro trimestre de 2014.

Os custos para abandono no terceiro trimestre de 2014 foram de €4 m, face a €13 m no trimestre homólogo, no seguimento da desmobilização antecipada da FPSO Kuito, em Angola, no final de 2013.

Deste modo, o Ebit do segmento de negócio de E&P aumentou €39 m face ao terceiro trimestre de 2013, para €90 m.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2014, o Ebitda aumentou €55 m face ao período homólogo do ano anterior, para €342 m, essencialmente devido ao aumento da produção *net entitlement*.

O preço médio de venda ascendeu a \$98,8/boe, face a \$98,2/boe nos primeiros nove meses de 2013, na sequência do menor peso da exportação de gás

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

natural produzido sobre o total de produção, apesar da diminuição da cotação média do petróleo nos mercados internacionais durante os primeiros nove meses de 2014.

Os custos de produção ascenderam a €72 m, representando um aumento de €17 m face aos primeiros nove meses de 2013, na sequência do início da produção da FPSO #2 em junho de 2013, bem como da operação dos EWT nas áreas de Lula Central, Lula Sul e Iara, no Brasil, nos primeiros nove meses de 2014. Por outro lado, os custos de produção em Angola diminuíram €5 m face aos primeiros nove meses de 2013, resultante da descida de produção e desmobilização da FPSO Kuito em dezembro de 2013. Em termos unitários, os custos de produção registaram um aumento de \$1,3/boe face ao período homólogo do ano anterior, para \$14,3/boe.

Nos primeiros nove meses de 2014, os outros custos operacionais ascenderam a €43 m, uma diminuição de €4 m face aos primeiros nove meses de 2013.

As amortizações, excluindo custos para abandono, diminuíram €13 m face aos primeiros nove meses de 2013, para €98 m. Esta diminuição verificou-se na sequência da desmobilização da FPSO no campo Kuito, não obstante o aumento nas amortizações do Brasil devido à maior produção e base de ativos. Em termos unitários, as amortizações diminuíram \$6,7/boe, para \$19,6/boe, nos primeiros nove meses de 2014.

Os custos para abandono nos primeiros nove meses de 2014 ascenderam a €13 m, face a €34 m no período homólogo de 2013.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de E&P aumentou €90 m face aos primeiros nove meses de 2013, para €231 m.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

2.2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Terceiro Trimestre					Nove Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
1,7	5,6	4,0	s.s.	Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	2,3	2,4	0,1	4,0%
2,7	2,8	0,1	5,4%	Custo cash das refinarias (USD/bbl)	2,7	3,1	0,5	18,2%
22.308	21.169	(1.139)	(5,1%)	Crude processado (kbbbl)	66.180	55.052	(11.128)	(16,8%)
4,3	4,5	0,2	3,6%	Vendas de produtos refinados (mt)	12,8	12,2	(0,5)	(4,2%)
2,4	2,4	0,0	0,5%	Vendas a clientes diretos (mt)	7,0	6,9	(0,1)	(1,2%)
1,0	1,1	0,1	15,7%	Exportações ¹ (mt)	3,3	2,7	(0,6)	(17,8%)
76	144	68	89,8%	Ebitda	247	221	(27)	(10,8%)
70	71	1	1,2%	Depreciações e amortizações	188	213	25	13,4%
20	2	(18)	(91,3%)	Provisões	35	14	(21)	(60,4%)
(14)	72	86	s.s.	Ebit	25	(6)	(31)	s.s.

¹ Exportações do grupo Galp Energia, excluindo vendas para o mercado espanhol.

ATIVIDADE

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2014, foram processados cerca de 21,2 milhões de barris de crude (mbbl), uma descida de 5% face ao período homólogo do ano anterior. O volume de crude processado foi impactado pelo maior processamento de VGO no período e por uma paragem parcial na refinaria de Sines. Importa no entanto salientar que o complexo de *hydrocracking* operou à capacidade máxima no período.

No terceiro trimestre de 2014, o crude representou 80% das matérias-primas processadas, sendo que 71% do crude processado nas refinarias da Galp Energia correspondeu a crudes médios e pesados.

A produção de destilados médios (gasóleo e *jet*) representou 47% da produção total, enquanto a gasolina e o fuelóleo representaram 22% e 16% da produção total, respetivamente. Os consumos e quebras no terceiro trimestre foram de 8%, face a 9% no período homólogo de 2013.

O volume de vendas a clientes diretos situou-se nos 2,4 mt, em linha com o valor registado no terceiro trimestre de 2013. O volume de vendas em África representou 7% do volume total de vendas a clientes diretos, um contributo em linha com o período homólogo de 2013.

As exportações para fora da Península Ibérica foram de 1,1 mt e representaram um aumento de 16% face ao terceiro trimestre de 2013, sustentado pelo aumento das exportações de fuelóleo e de gasolina, que representaram respetivamente 38% e 28% dos produtos exportados.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2014, foram processados cerca de 55,1 mbbl de crude, o que correspondeu a uma descida de 17% face ao período homólogo do ano anterior, essencialmente devido à paragem planeada para manutenção da refinaria de Sines e às restrições de abastecimento resultantes das más condições climáticas que afetaram o funcionamento de algumas unidades da refinaria de Matosinhos no primeiro trimestre do ano.

Durante os nove meses de 2014, 78% do crude processado nas refinarias correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios e as gasolinas representaram 47% e 20% respetivamente, da produção total, enquanto o fuelóleo representou 18%. Os consumos e quebras no período foram de 8%.

O volume de vendas a clientes diretos registou uma descida de 1% face aos primeiros nove meses de 2013, devido ao impacto da paragem geral da refinaria de Sines no primeiro semestre de 2014. As

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos em África representaram 8% do total.

Durante os primeiros nove meses de 2014, as exportações para fora da Península Ibérica diminuíram 18% face ao período homólogo de 2013 para 2,7 mt, devido à menor disponibilidade de produto na sequência da paragem planeada na refinaria de Sines no primeiro semestre do ano. O fuelóleo, a gasolina e o gasóleo representaram 37%, 21% e 19% das exportações, respetivamente.

RESULTADOS

TERCEIRO TRIMESTRE

O Ebitda do segmento de negócio de R&D registou um aumento de €68 m em relação ao terceiro trimestre de 2013, para €144 m, na sequência da melhoria dos resultados da atividade de refinação.

No terceiro trimestre de 2014, a margem de refinação da Galp Energia foi de \$5,6/bbl, um aumento de \$4,0/bbl face ao período homólogo de 2013, que refletiu principalmente uma recuperação das margens de refinação nos mercados internacionais. O prémio face à margem *benchmark* foi de \$3,3/bbl, beneficiando da otimização do aprovisionamento de crude e processamento de VGO.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de cerca de €44 m, o que correspondeu, em termos unitários, a \$2,8/bbl, em linha com o período homólogo de 2013.

A atividade de distribuição de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para resultados, beneficiando das operações estabilizadas em Portugal e em Espanha.

As amortizações no terceiro trimestre de 2014 foram de €71 m, em linha com o verificado no período homólogo do ano anterior.

As provisões no terceiro trimestre foram de €2 m face a €20 m no período homólogo do ano anterior, na

sequência da diminuição das imparidades reconhecidas nas contas a receber.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de R&D foi positivo em €72 m.

NOVE MESES

O Ebitda dos primeiros nove meses de 2014 foi de €221 m, menos €27 m que no período homólogo de 2013.

A margem de refinação da Galp Energia nos primeiros nove meses de 2014 foi de \$2,4/bbl, face a \$2,3/bbl no período homólogo de 2013, na sequência da evolução positiva, no terceiro trimestre de 2014, das margens nos mercados internacionais, e apesar do impacto negativo da paragem geral planeada da refinaria de Sines no primeiro semestre do ano.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €128 m nos primeiros nove meses de 2014, correspondendo a \$3,1/bbl em termos unitários, face a \$2,7/bbl nos primeiros nove meses de 2013. Este aumento resultou dos custos operacionais associados à paragem geral para manutenção da refinaria de Sines no primeiro semestre de 2014 e da diminuição do volume de crude processado, o que influenciou negativamente a diluição de custos fixos.

A atividade de distribuição de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para resultados, na sequência dos menores custos operacionais.

As amortizações nos primeiros nove meses de 2014 aumentaram €25 m para €213 m, na sequência do início da amortização dos ativos relativos ao complexo de *hydrocracking* no segundo trimestre de 2013.

Por outro lado, as provisões diminuíram €21 m para €14 m, face ao período homólogo de 2013.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

Apesar da melhoria no contexto da refinação durante o terceiro trimestre, o Ebit dos primeiros nove meses de 2014 foi negativo em €6 m, um agravamento de €31 m relativamente ao período homólogo de 2013

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

2.3. GAS & POWER

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Terceiro Trimestre					Nove Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
1.971	1.682	(289)	(14,7%)	Vendas totais de gás natural (mm³)	5.149	5.586	437	8,5%
958	966	8	0,8%	Vendas a clientes diretos (mm³)	2.925	2.791	(134)	(4,6%)
191	260	68	35,7%	Elétrico	532	537	5	1,0%
706	648	(58)	(8,2%)	Industrial	1.964	1.913	(51)	(2,6%)
54	52	(2)	(4,5%)	Residencial	370	304	(66)	(17,9%)
1.014	716	(297)	(29,3%)	Trading (mm³)	2.225	2.796	571	25,7%
500	389	(111)	(22,2%)	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	1.417	1.216	(201)	(14,2%)
121	99	(22)	(18,0%)	Ebitda	319	337	17	5,4%
16	16	0	2,4%	Depreciações e Amortizações	45	48	2	5,4%
6	5	(1)	(10,4%)	Provisões	12	10	(2)	(19,1%)
99	78	(21)	(21,6%)	Ebit	262	279	17	6,6%
65	48	(16)	(24,9%)	Supply & Trading	161	184	23	14,4%
27	28	2	7,0%	Infraestruturas	79	87	8	9,6%
8	1	(7)	(89,1%)	Power	21	8	(14)	(64,1%)

ATIVIDADE

TERCEIRO TRIMESTRE

Os volumes vendidos de gás natural atingiram os 1.682 mm³, uma diminuição de 15% face ao terceiro trimestre de 2013 que se deveu ao menor volume de GNL transacionado no mercado internacional.

O segmento de trading atingiu vendas de 716 mm³, tendo sido efetuadas sete operações no trimestre, face às 13 realizadas no período homólogo de 2013. As cargas vendidas no trimestre destinaram-se principalmente aos mercados asiáticos, mas também à América Latina.

Os volumes vendidos no segmento elétrico aumentaram 36% face ao período homólogo, para 260 mm³, devido ao maior recurso ao gás natural para geração de eletricidade em Portugal.

O segmento industrial registou vendas de 648 mm³, menos 8% do que no período homólogo de 2013. Para isso contribuiu a racionalização do portefólio de clientes, assim como uma diminuição dos consumos próprios causada pela paragem da central de

cogeração do Carriço, empresa participada da Galp Energia.

Os volumes vendidos no segmento residencial ficaram em linha com os do terceiro trimestre de 2013.

As vendas de eletricidade à rede foram de 389 GWh, ou seja, menos 111 GWh do que no terceiro trimestre de 2013, o que se deveu principalmente ao encerramento das operações da cogeração Energin no final de 2013.

NOVE MESES

As vendas de gás natural nos primeiros nove meses de 2014 foram de 5.586 mm³, um aumento de 8% face ao período homólogo de 2013, na sequência dos maiores volumes de GNL transacionados no mercado internacional. Com efeito, as vendas em trading aumentaram 571 mm³ em relação aos primeiros nove meses do ano anterior.

Por outro lado, os volumes vendidos a clientes diretos registaram uma descida de 5%, na sequência de menor procura nos segmentos residencial e industrial. A redução dos volumes no segmento residencial

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

deveu-se à intensificação da concorrência no mercado Ibérico. No segmento industrial, a contração deveu-se à racionalização do portefólio de clientes, e também à descida dos consumos de unidades da Galp Energia, na sequência da paragem geral na refinaria de Sines no primeiro semestre de 2014. Por outro lado, os volumes vendidos ao segmento elétrico ficaram em linha com os registados nos primeiros nove meses de 2013.

As vendas de eletricidade à rede totalizaram 1.216 GWh no período, menos 201 GWh do que nos primeiros nove meses de 2013, o que se deveu principalmente ao encerramento da cogeração Energin.

RESULTADOS

TERCEIRO TRIMESTRE

O negócio de G&P registou um Ebitda de €99 m, €22 m abaixo do verificado no terceiro trimestre de 2013, essencialmente devido ao menor número de operações de trading realizadas no mercado internacional de GNL, com o Ebitda da atividade de supply & trading a registar uma descida de €17 m para os €54 m.

Os negócios de infraestruturas reguladas e de power mantiveram a sua contribuição estável para o Ebitda, com um contributo de €46 m no período.

As depreciações e amortizações no segmento de negócio de G&P foram de €16 m, em linha com o terceiro trimestre de 2013.

As provisões de €5 m, nomeadamente respeitantes a imparidades por contas a receber, ficaram em linha com o trimestre homólogo de 2013.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de G&P situou-se nos €78 m, uma diminuição de €21 m face ao terceiro trimestre de 2013.

NOVE MESES

O Ebitda do negócio de G&P situou-se nos €337 m nos primeiros nove meses de 2014, um aumento de 5% face ao mesmo período de 2013 que se deveu sobretudo ao aumento dos resultados da atividade de supply & trading.

Os negócios de infraestrutura e de power geraram um Ebitda total de €141 m, reflexo da contribuição estável destas atividades para resultados.

As depreciações e amortizações no período atingiram €48 m, mais €2 m que nos primeiros nove meses de 2013, no seguimento da entrada em operação da cogeração de Matosinhos no final do primeiro trimestre de 2013.

As provisões nos primeiros nove meses de 2014 totalizaram €10 m, em linha com o mesmo período de 2013.

O Ebit do negócio de G&P situou-se nos €279 m, 7% acima do registado no período homólogo de 2013.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

3. INFORMAÇÃO FINANCEIRA

3.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Terceiro Trimestre					Nove Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
5.808	4.693	(1.115)	(19,2%)	Vendas e prestações de serviços	14.903	13.434	(1.469)	(9,9%)
(5.503)	(4.323)	(1.180)	(21,4%)	Custos operacionais	(14.066)	(12.542)	(1.524)	(10,8%)
(5.154)	(3.956)	(1.199)	(23,3%)	Custo das mercadorias vendidas	(13.037)	(11.462)	(1.576)	(12,1%)
(266)	(277)	11	4,0%	Fornecimentos e serviços externos	(783)	(839)	56	7,2%
(82)	(91)	8	9,8%	Custos com pessoal	(245)	(241)	(4)	(1,7%)
7	9	1	21,0%	Outros proveitos (custos) operacionais	32	24	(8)	(26,4%)
312	379	66	21,2%	Ebitda	869	915	46	5,3%
(145)	(129)	(16)	(10,8%)	Depreciações e amortizações	(379)	(375)	(4)	(1,0%)
(26)	(7)	(19)	(74,7%)	Provisões	(49)	(23)	(26)	(53,0%)
142	243	101	71,4%	Ebit	441	516	76	17,2%
16	11	(5)	(31,2%)	Resultados de empresas associadas	47	46	(2)	(3,4%)
-	-	-	s.s.	Resultados de investimentos	0	1	1	s.s.
(34)	(36)	(2)	(6,8%)	Resultados financeiros	(90)	(96)	(6)	(6,1%)
124	218	94	75,4%	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam	398	468	70	17,6%
(50)	(76)	25	50,4%	Impostos ¹	(137)	(181)	44	32,2%
(17)	(21)	4	24,4%	Interesses que não controlam	(43)	(51)	8	19,7%
57	121	64	113,1%	Resultado líquido	218	236	18	8,0%
22	(74)	(95)	s.s.	Eventos não recorrentes	(32)	(94)	62	s.s.
78	47	(31)	(39,7%)	Resultado líquido RC	186	142	(44)	(23,8%)
35	(46)	(81)	s.s.	Efeito stock	(47)	(66)	(20)	42,5%
113	1	(112)	(99,1%)	Resultado líquido IFRS	140	76	(64)	(45,8%)

¹ Inclui impostos relativos à atividade de produção de petróleo e gás natural, nomeadamente Participação Especial a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2014, as vendas e prestações de serviços foram de €4.693 m, uma descida de 19% face ao registado no período homólogo de 2013. Esta evolução deveu-se à diminuição do volume de vendas de produtos petrolíferos, e à redução das cotações do petróleo e dos produtos petrolíferos no mercado internacional.

Os custos operacionais atingiram os €4.323 m, menos 21% que no terceiro trimestre de 2013 devido à descida dos custos das mercadorias vendidas. O custo dos fornecimentos e serviços externos aumentou 4%, nomeadamente na sequência do incremento de custos variáveis relacionados com a atividade de produção de petróleo e gás natural. Os custos com pessoal subiram 10% face ao período homólogo,

influenciados pelo aumento da especialização de remunerações variáveis, relativas ao ano de 2014.

O Ebitda atingiu os €379 m no terceiro trimestre de 2014, mais €66 m que no período homólogo de 2013, tendo beneficiado da melhoria de resultados no negócio de E&P e, principalmente, no negócio de R&D.

O Ebit aumentou €101 m para os €243 m, o que refletiu a melhoria do desempenho operacional, mas também a descida das amortizações e dos custos de abandono no segmento de E&P em Angola, assim como a diminuição das provisões relacionadas com créditos de cobrança duvidosa no negócio de R&D.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

Os resultados de empresas associadas foram de €11 m, na sequência sobretudo das participações nos gasodutos internacionais.

Os resultados financeiros foram negativos em €36 m, um agravamento de 7% face ao registado no terceiro trimestre de 2013. Com efeito, a descida dos juros financeiros líquidos não foram suficientes para compensar as perdas potenciais em derivados, relacionados principalmente com a cobertura da margem de refinação.

Os juros financeiros líquidos foram de €30 m, uma melhoria de €6 m face ao registado no período homólogo de 2013, apesar do alongamento da maturidade da dívida e do aumento da dívida líquida.

Os impostos foram de €76 m, dos quais €51 m corresponderam a impostos relativos à atividade de produção de petróleo e gás natural em Angola e no Brasil.

Os interesses que não controlam representaram €21 m, face a €17 m no terceiro trimestre de 2013, na sequência principalmente dos maiores resultados atribuíveis à Sinopec.

Assim, no terceiro trimestre de 2014, o resultado líquido RCA atingiu os €121 m, uma melhoria de €64 m face ao período homólogo de 2013. O resultado líquido IFRS desceu €112 m para €1 m. Este montante considera eventos não recorrentes de €74 m, que incluem, entre outros, custos relativos ao poço de exploração em Marrocos, o qual foi considerado seco, bem como o efeito *stock* resultante da descida do preço do petróleo.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2014, as vendas e prestações de serviços desceram 10% face ao período homólogo de 2013 para os €13.434 m. Esta descida deveu-se não só à diminuição do volume de vendas de produtos petrolíferos, mas também à redução dos

preços do petróleo e produtos petrolíferos no mercado internacional.

Os custos operacionais desceram 11% para os €12.542 m, sobretudo devido à diminuição dos custos com mercadorias vendidas. Os custos com fornecimentos e serviços externos aumentaram 7% para os €839 m, principalmente na sequência do incremento dos custos variáveis relacionados com a atividade de produção de petróleo e gás natural, e do aumento da cotação internacional dos fretes.

O Ebitda foi de €915 m, mais €46 m que no período homólogo de 2013, o que se deveu ao aumento dos resultados nos segmentos de negócio de E&P e de G&P, consequência, respetivamente, do aumento da produção de petróleo e de gás natural e do incremento das vendas de GNL nos mercados internacionais.

O Ebit situou-se nos €516 m, um aumento de 17% face ao período homólogo influenciada não só pelo melhor desempenho operacional nos negócios de E&P e G&P como também pela diminuição das amortizações no negócio de E&P e das provisões constituídas no negócio de R&D.

Os resultados de empresas associadas foram de €46 m, para os quais os gasodutos internacionais contribuíram com €38 m.

Nos primeiros nove meses de 2014, os resultados financeiros agravaram-se em €6 m face ao período homólogo, e foram negativos em €96 m. Esta descida deveu-se sobretudo a diferenças de câmbio desfavoráveis de €22 m face a €8 m nos primeiros nove meses de 2013. Este efeito foi parcialmente compensado pelos menores juros financeiros líquidos, que ascenderam a €96 m nos primeiros nove meses de 2014.

Os impostos aumentaram €44 m para os €181 m, influenciados pelo maior contributo do negócio de E&P para os resultados do Grupo.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

Os interesses que não controlam foram de €51 m, mais €8 m que o verificado nos primeiros nove meses de 2013 .

O resultado líquido RCA totalizou €236 m, ou €18 m acima do registado no período homólogo de 2013. De

salientar que o resultado líquido IFRS se situou em €76 m, tendo sido negativamente influenciado por eventos não recorrentes de €94 m, sobretudo relacionados com imparidades relativas ao negócio de E&P, e pelo efeito *stock*.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

3.2. INVESTIMENTO

€ m

Terceiro Trimestre					Nove Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
211	285	74	35,1%	Exploração & Produção	557	683	126	22,7%
98	94	(3)	(3,6%)	Atividades de exploração e avaliação	228	190	(38)	(16,5%)
113	191	78	68,5%	Atividades de desenvolvimento e produção	329	493	164	49,9%
32	22	(9)	(29,7%)	Refinação & Distribuição	96	68	(28)	(29,1%)
10	5	(5)	(47,2%)	Gas & Power	74	21	(52)	(70,9%)
1	1	0	s.s.	Outros	1	3	3	s.s.
253	314	61	23,9%	Investimento	728	776	49	6,7%

TERCEIRO TRIMESTRE

O investimento no terceiro trimestre de 2014 totalizou €314 m, tendo o investimento no negócio de E&P representado 91% do total.

Do investimento no negócio de E&P, cerca de 67% destinaram-se a atividades de desenvolvimento, nomeadamente no campo Lula/Iracema, no Brasil, em particular a perfuração de poços de desenvolvimento, e a construção de unidades FPSO e de sistemas subaquáticos.

O investimento em atividades de exploração e avaliação atingiu €94 m no terceiro trimestre. Este montante destinou-se não só a atividades de avaliação na bacia de Santos, nomeadamente na área de Iara, no bloco BM-S-11, e no bloco BM-S-24, mas também a atividades de avaliação e pré-desenvolvimento em Moçambique e à perfuração do poço em Marrocos.

O investimento nos negócios de R&D e G&P totalizou €27 m, principalmente relacionado com investimentos em manutenção e segurança na

refinaria de Sines e na rede de distribuição de gás natural.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2014, o investimento foi de €776 m, 88% dos quais se destinaram ao negócio de E&P.

O investimento em atividades de desenvolvimento, sobretudo no campo Lula/Iracema no bloco BM-S11, representou 72% do total investido no segmento de negócio de E&P.

Os restantes 28% destinaram-se à campanha de exploração e avaliação realizada durante o ano, com destaque para as atividades na bacia de Santos, no Brasil, em Moçambique e em Marrocos.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €90 m, um montante afeto principalmente à manutenção da refinaria Sines e à distribuição de gás natural.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

3.3. CASH FLOW

€ m (valores em IFRS)

Terceiro Trimestre			Nove Meses	
2013	2014		2013	2014
166	115	Ebit	285	346
9	27	Dividendos de empresas associadas	44	55
164	189	Depreciações e amortizações	448	451
64	175	Variação de fundo de maneo	(79)	10
402	507	Cash flow gerado pelas atividades operacionais	697	863
(143)	(314)	Investimento líquido ¹	(608)	(776)
(33)	(33)	Juros pagos e recebidos	(116)	(100)
(58)	(66)	Impostos pagos	(130)	(120)
(120)	(143)	Dividendos pagos	(223)	(267)
(121)	44	Outros ²	(115)	136
(74)	(6)	Variação da dívida líquida	(494)	(265)

¹ Em 2013 inclui o montante de €111 m da venda da participação de 5% na empresa CLH.

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

TERCEIRO TRIMESTRE

A dívida líquida no terceiro trimestre aumentou em apenas €6 m, apesar dos investimentos realizados em ativo fixo e do pagamento do dividendo intercalar relativo ao exercício de 2014.

Para isso contribuiu o *cash flow* gerado no período pelas atividades operacionais, de €507 m, e que foi positivamente influenciado pela melhor performance dos negócios de E&P e R&D, bem como pelo

desinvestimento em fundo de maneo, que normalizou no período.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2014, a dívida líquida aumentou €265 m, sobretudo devido ao investimento em ativo fixo realizado no período.

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais foi de €863 m, devido essencialmente ao desempenho verificado no terceiro trimestre de 2014.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

3.4. SITUAÇÃO FINANCEIRA

	31 dezembro, 2013	30 junho 2014	30 setembro 2014	Variação vs. 31 dez., 2013	Variação vs. 30 jun., 2014
Ativo não corrente	6.883	7.219	7.413	530	194
Fundo de maneió	1.294	1.459	1.284	(10)	(175)
Empréstimo à Sinopec	871	807	855	(16)	49
Outros ativos (passivos)	(460)	(509)	(451)	9	58
Capital empregue	8.589	8.975	9.101	513	126
Dívida de curto prazo	373	229	228	(146)	(1)
Dívida de médio-longo prazo	3.304	3.146	3.639	336	493
Dívida total	3.677	3.375	3.867	190	492
Caixa e equivalentes	1.504	943	1.429	(75)	486
Dívida líquida	2.173	2.432	2.438	265	6
Total do capital próprio	6.416	6.544	6.663	248	120
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.589	8.975	9.101	513	126
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec¹	1.302	1.625	1.583	281	(43)

¹ Empréstimo à Sinopec considerado como caixa e equivalentes.

A 30 de setembro de 2014, o ativo não corrente era de €7.413 m, mais €194 m face ao final de junho de 2014, como consequência do investimento realizado no terceiro trimestre do ano.

O capital empregue no final do período era de €9.101 m incluindo o empréstimo concedido à Sinopec, cujo montante a 30 de setembro de 2014 era de €855 m.

3.5. DÍVIDA FINANCEIRA

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2013		30 junho, 2014		30 setembro, 2014		Variação vs. 31 dez., 2013		Variação vs. 30 jun., 2014	
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo
Obrigações	147	1.839	-	1.830	-	2.326	(147)	487	-	496
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	227	1.465	229	1.316	228	1.314	1	(151)	(1)	(2)
Caixa e equivalentes	(1.504)	-	(943)	-	(1.429)	-	75	-	(486)	-
Dívida líquida	2.173		2.432		2.438		265		6	
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.302		1.625		1.583		281		(43)	
Vida média (anos)	3,6		3,7		3,8		0,19		0,16	
Taxa de juro média da dívida	4,6%		4,5%		4,3%		(0,3 p.p.)		(0,2 p.p.)	
Dívida líquida para Ebitda	1,9x		2,2x		2,1x		0,2x		(0,1x)	
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec para Ebitda ¹	1,1x		1,5x		1,3x		0,2x		(0,1x)	

¹ Empréstimo à Sinopec considerado como caixa e equivalentes.

No final do terceiro trimestre de 2014, a dívida líquida era de €2.438 m, em linha com a registada no final de junho de 2014. Com efeito, o investimento em ativo fixo no período e o pagamento do dividendo intercalar referente ao exercício de 2014, foram compensados pelo *cash flow* gerado pelas atividades operacionais.

A dívida líquida era de €1.583 m no final do terceiro trimestre, considerando como caixa e equivalentes o saldo de €855 m do empréstimo concedido à Sinopec.

No final de setembro de 2014, o rácio dívida líquida/Ebitda era de 1,3x, considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

A 30 de setembro de 2014, 41% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. A dívida de médio e longo prazo representava 94% do total, em linha com o final de junho de 2014.

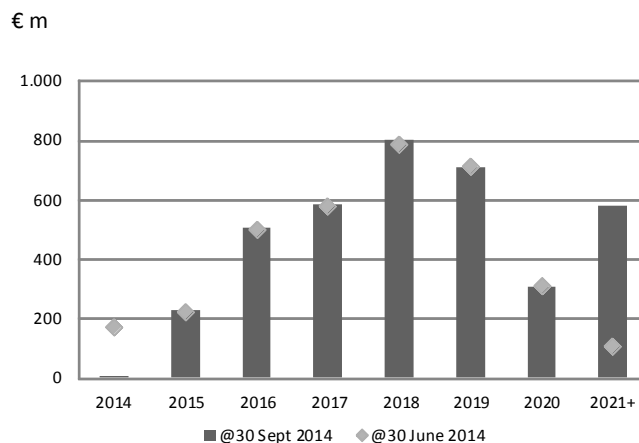
No final do terceiro trimestre de 2014, a taxa de juro média da dívida era de 4,3% e a dívida tinha um prazo médio de 3,8 anos.

A 30 de setembro de 2014, cerca de 65% da dívida tinha vencimento a partir de 2018, de acordo com o objetivo de alinhar o perfil de reembolso da dívida com o perfil esperado do *cash flow* gerado pela Empresa.

No final do terceiro trimestre de 2014, a Galp Energia tinha linhas de crédito contratadas mas não utilizadas

de €1,2 bn. Deste montante, 60% estava garantido contratualmente.

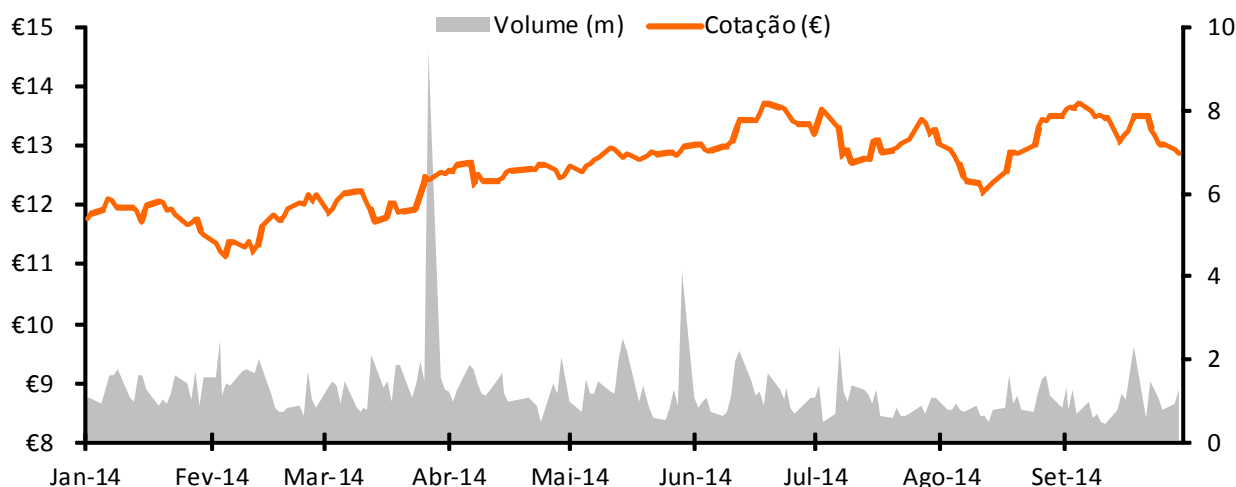
PERFIL DE REEMBOLSO DA DÍVIDA A 30 DE SETEMBRO DE 2014 E 30 DE JUNHO DE 2014



Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

AÇÃO GALP ENERGIA

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2014, a ação da Galp Energia desvalorizou 4%, tendo encerrado o período com uma cotação de €12,87. A cotação mínima no período foi de €12,17, enquanto a máxima foi de €13,74.

Durante o terceiro trimestre do ano, foram transacionadas cerca de 110 m de ações em mercados regulamentados, dos quais 61 m na Euronext Lisbon. Assim, o volume médio diário nos mercados regulamentados foi de 1,7 m de ações, dos quais 0,9 m na Euronext Lisbon. No final do terceiro trimestre de 2014, a capitalização bolsista da Galp Energia situava-se nos €10,7 bn.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2014, a ação da Galp Energia valorizou 8% face à cotação de fecho de 2013, tendo o volume transacionado atingido os 367 m de ações em mercados regulamentados, positivamente influenciado pela colocação em mercado, pelo acionista Eni, de uma participação correspondente a aproximadamente 8% do capital social da Galp Energia. O volume médio diário de ações transacionadas nos mercados regulamentados foi de 1,9 m de ações, incluindo 1,2 m de ações transacionadas através da Euronext Lisbon.

Principais indicadores			
	2013	3T14	9M14
Min (€)	10,76	12,17	10,20
Max (€)	13,40	13,74	13,75
Média (€)	12,19	13,08	12,62
Cotação de fecho (€)	11,92	12,87	12,87
Volume mercado regulamentado (m ações)	501,6	110,1	367,3
Volume médio por dia (m ações)	2,0	1,7	1,9
<i>Do qual Euronext Lisbon (m ações)</i>	<i>1,3</i>	<i>0,9</i>	<i>1,2</i>
Capitalização bolsista (€m)	9.881	10.672	10.672

INFORMAÇÃO ADICIONAL

1. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp Energia relativas aos nove meses findos em 30 de setembro de 2014 e 2013 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 2014 e 2013 e para os nove meses findos nestas datas. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 30 de setembro de 2014, 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013.

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).

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

2. RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

2.1. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

Terceiro Trimestre					2014	Nove Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
311	61	371	7	379	Ebitda	816	88	904	11	915
131	-	131	0	131	E&P	342	-	342	0	342
76	62	138	6	144	R&D	116	95	211	10	221
100	(1)	99	0	99	G&P	343	(7)	336	0	337
3	-	3	1	4	Outros	15	-	15	1	16

€ m

Terceiro Trimestre					2013	Nove Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
357	(45)	312	0	312	Ebitda	786	72	859	11	869
110	-	110	(0)	110	E&P	286	-	286	1	287
125	(48)	77	(0)	77	R&D	168	70	238	10	247
117	3	120	1	120	G&P	317	2	319	0	319
5	-	5	-	5	Outros	16	(0)	16	0	16

2.2. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

Terceiro Trimestre					2014	Nove Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
115	61	176	66	243	Ebit	346	88	434	82	516
30	-	30	60	90	E&P	153	-	153	78	231
4	62	66	6	72	R&D	(110)	95	(15)	9	(6)
79	(1)	78	(0)	78	G&P	287	(7)	281	(2)	279
2	-	2	1	3	Outros	16	-	16	(2)	13

€ m

Terceiro Trimestre					2013	Nove Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
166	(45)	121	21	142	Ebit	285	72	357	83	441
34	-	34	17	52	E&P	71	-	71	70	141
32	(49)	(17)	3	(14)	R&D	(59)	70	11	14	25
95	4	99	0	99	G&P	260	2	262	(0)	262
5	(0)	5	(0)	5	Outros	13	(0)	13	0	13

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

3. VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇO REPLACEMENT COST AJUSTADAS

€ m

Terceiro Trimestre					Nove Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
5.808	4.693	(1.115)	(19,2%)	Vendas e prestações de serviços RCA	14.903	13.434	(1.469)	(9,9%)
157	177	20	12,9%	Exploração & Produção ¹	419	536	117	28,0%
4.845	3.756	(1.089)	(22,5%)	Refinação & Distribuição	12.403	10.532	(1.871)	(15,1%)
883	867	(16)	(1,8%)	Gas & Power	2.435	2.745	310	12,7%
27	30	2	8,8%	Outros	90	87	(3)	(3,5%)
(104)	(137)	(33)	(31,8%)	Ajustamentos de consolidação	(444)	(466)	23	5,1%

¹ Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €182 m no terceiro trimestre de 2014 e de €496 m nos primeiros nove meses de 2014.

4. EVENTOS NÃO RECORRENTES

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m

Terceiro Trimestre			Nove Meses	
2013	2014		2013	2014
		Exclusão de eventos não recorrentes		
(0,0)	(0,0)	Ganhos / perdas na alienação ativos	(0,0)	0,0
(0,0)	0,0	Write-off ativos	0,6	0,1
17,6	60,1	Imparidade de ativos	68,0	77,5
(0,2)	-	Provisão para imparidade conta receber	1,5	-
17,4	60,1	Eventos não recorrentes do Ebit	70,2	77,5
-	(0,2)	Mais / menos na alienação de participações financeiras	-	(0,0)
17,4	59,9	Eventos não recorrentes antes de impostos	70,2	77,5
0,4	(1,5)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(3,7)	(6,2)
0,1	(0,5)	Interesses que não controlam	(2,1)	(2,9)
18,0	58,0	Total de eventos não recorrentes	64,4	68,4

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m

Terceiro Trimestre			Nove Meses	
2013	2014		2013	2014
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	-	Venda de <i>stock</i> estratégico	-	(117,4)
-	-	Custo da venda de <i>stock</i> estratégico	-	113,5
0,0	0,1	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemniz. seguros	0,2	0,2
(0,3)	1,5	Ganhos / perdas na alienação de ativos	(0,6)	1,0
0,0	0,6	<i>Write-off</i> ativos	0,8	0,9
2,6	-	Multa não fiscal	2,6	-
6,1	4,2	Rescisão contratos pessoal/ Pré-reformas	15,6	11,6
(8,9)	-	Acidentes	(8,9)	-
1,1	0,0	Provisão para meio ambiente e outras	1,5	0,2
1,1	-	Provisão para contas a receber	1,1	-
1,2	(0,7)	Imparidade de ativos	1,2	(1,1)
3,0	5,7	Eventos não recorrentes do Ebit	13,6	8,8
(52,1)	(1,2)	Mais / menos na alienação de participações financeiras	(52,1)	(1,2)
(49,1)	4,5	Eventos não recorrentes antes de impostos	(38,5)	7,6
9,2	(1,4)	Impostos sobre eventos não recorrentes	6,0	(2,2)
-	8,9	Imposto contribuição sector energético	-	12,4
-	(0,6)	Interesses que não controlam	-	(0,6)
(40,0)	11,5	Total de eventos não recorrentes	(32,5)	17,2

GAS & POWER

€ m

Terceiro Trimestre			Nove Meses	
2013	2014		2013	2014
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	(0,0)	Ganhos / perdas na alienação de ativos	-	(0,0)
-	0,0	<i>Write-off</i> ativos	(0,0)	0,0
0,5	0,0	Rescisão contratos pessoal	0,1	0,4
-	(0,0)	Provisão para meio ambiente e outras	-	(1,9)
(0,2)	(0,2)	Imparidade de ativos	(0,6)	(0,3)
0,3	(0,2)	Eventos não recorrentes do Ebit	(0,4)	(1,7)
0,1	0,2	Ganhos / Perdas na alienação de participações financeiras	0,1	0,2
-	-	Provisão para imparidade investimento financeiro	-	2,8
0,5	(0,0)	Eventos não recorrentes antes de impostos	(0,3)	1,2
0,0	0,1	Imposto sobre eventos não recorrentes	0,2	(0,1)
-	2,2	Imposto contribuição sector energético	-	9,1
-	(0,1)	Interesses que não controlam	-	(0,8)
0,5	2,1	Total de eventos não recorrentes	(0,1)	9,5

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

OUTROS

€ m

Terceiro Trimestre			Nove Meses	
2013	2014		2013	2014
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	0,8	Rescisão contratos pessoal	0,1	0,8
-	-	Provisão para meio ambiente e outras	-	(3,2)
-	0,8	Eventos não recorrentes do Ebit	0,1	(2,4)
-	1,5	Mais / menos na alienação de participações financeiras	-	1,3
-	2,3	Eventos não recorrentes antes de impostos	0,1	(1,1)
-	(0,2)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(0,0)	(0,2)
-	2,1	Total de eventos não recorrentes	0,1	(1,3)

RESUMO CONSOLIDADO

€ m

Terceiro Trimestre			Nove Meses	
2013	2014		2013	2014
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	-	Venda de <i>stock</i> estratégico	-	(117,4)
-	-	Custo da venda de <i>stock</i> estratégico	-	113,5
0,0	0,1	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemniz. seguros	0,2	0,2
(0,3)	1,5	Ganhos / perdas na alienação de ativos	(0,6)	1,0
(0,0)	0,7	<i>Write-off</i> ativos	1,4	1,0
6,6	5,0	Rescisão contratos pessoal	15,8	12,9
(8,9)	-	Acidentes	(8,9)	-
1,1	(0,0)	Provisão para meio ambiente e outras	1,5	(4,9)
0,9	-	Provisão para contas a receber	2,6	-
18,7	59,3	Imparidade de ativos	68,7	76,1
2,6	-	Multa não fiscal	2,6	-
20,8	66,4	Eventos não recorrentes do Ebit	83,4	82,2
(52,0)	0,5	Mais / menos na alienação de participações financeiras	(51,9)	0,3
-	-	Provisão para imparidade investimento financeiro	-	2,8
-	(0,2)	Outros resultados financeiros	-	-
(31,2)	66,7	Eventos não recorrentes antes de impostos	31,4	85,2
9,6	(3,0)	Impostos sobre eventos não recorrentes	2,6	(8,6)
0,1	11,1	Imposto contribuição sector energético	-	21,5
0,1	(1,2)	Interesses que não controlam	(2,1)	(4,4)
(21,5)	73,7	Total de eventos não recorrentes	31,9	93,8

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

5. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

5.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IFRS

€ m

Terceiro Trimestre			Nove Meses	
2013	2014		2013	2014
		Proveitos operacionais		
5.680	4.556	Vendas	14.525	13.162
129	137	Serviços prestados	378	389
37	24	Outros rendimentos operacionais	117	70
5.846	4.717	Total de proveitos operacionais	15.020	13.621
		Custos operacionais		
(5.109)	(4.016)	Inventários consumidos e vendidos	(13.110)	(11.663)
(266)	(277)	Materiais e serviços consumidos	(783)	(839)
(89)	(95)	Gastos com o pessoal	(261)	(254)
(24)	(17)	Outros gastos operacionais	(80)	(49)
(5.489)	(4.406)	Total de custos operacionais	(14.234)	(12.805)
357	311	Ebitda	786	816
(164)	(189)	Gastos com amortizações e depreciações	(448)	(451)
(28)	(6)	Provisões e imparidade de contas a receber	(54)	(18)
166	115	Ebit	285	346
16	11	Resultados de empresas associadas	47	46
52	(0)	Resultados de investimentos	52	(2)
		Resultados financeiros		
22	10	Rendimentos financeiros	48	36
(53)	(34)	Gastos financeiros	(134)	(117)
(8)	(5)	Ganhos (perdas) cambiais	(8)	(22)
6	(8)	Rendimentos de instrumentos financeiros	3	6
(0)	-	Outros ganhos e perdas	-	-
200	90	Resultados antes de impostos	294	295
(70)	(58)	Impostos ¹	(113)	(150)
-	(11)	Imposto contribuição sobre sector energético	-	(22)
130	21	Resultado antes de interesses que não controlam	181	123
(17)	(20)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(41)	(47)
113	1	Resultado líquido	140	76

¹ Inclui impostos relativos à atividade de produção de petróleo e gás natural, nomeadamente Participação Especial a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

5.2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

€ m	31 dezembro, 2013	30 junho, 2014	30 setembro, 2014
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	4.565	4.823	4.926
Goodwill	233	231	233
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.545	1.531	1.522
Participações financeiras em associadas	516	599	700
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Ativos disponíveis para venda	-	-	-
Outras contas a receber ²	944	859	902
Ativos por impostos diferidos	271	274	289
Outros investimentos financeiros	25	35	34
Total de ativos não correntes	8.102	8.355	8.608
Ativo corrente			
Inventários ³	1.846	1.660	1.597
Clientes	1.327	1.466	1.297
Outras contas a receber	897	905	905
Outros investimentos financeiros	10	13	21
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	33	(0)	0
Caixa e seus equivalentes	1.503	944	1.429
Total do ativos correntes	5.616	4.987	5.249
Total do ativo	13.717	13.342	13.857
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prêmios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(284)	(195)	(18)
Outras reservas	2.680	2.680	2.680
Reservas de cobertura	(1)	(1)	(0)
Resultados acumulados	1.666	1.753	1.609
Resultado líquido do período	189	75	76
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	5.161	5.223	5.258
Interesses que não controlam	1.255	1.320	1.405
Total do capital próprio	6.416	6.544	6.663
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.465	1.316	1.314
Empréstimos obrigacionistas	1.839	1.830	2.326
Outras contas a pagar	545	547	553
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	338	344	348
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	129	120	123
Outros instrumentos financeiros	2	0	0
Provisões	154	152	170
Total do passivo não corrente	4.471	4.309	4.832
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	227	229	228
Empréstimos obrigacionistas	147	-	-
Fornecedores	1.510	1.228	1.175
Outras contas a pagar ⁴	937	987	947
Outros instrumentos financeiros	10	4	1
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	(0)	41	9
Total do passivo corrente	2.830	2.489	2.361
Total do passivo	7.302	6.798	7.193
Total do capital próprio e do passivo	13.717	13.342	13.857

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

² Inclui empréstimo à Sinopec na componente de médio-longo prazo.

³ Inclui €151 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 30 de setembro de 2014.

⁴ Inclui €58 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 30 de setembro de 2014.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

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. 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* de Roterdão + 7% Óleos Base de Roterdão + 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 2014: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$6,23/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 2014: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,23/t. Rendimentos mássicos.

MARGEM ÓLEOS BASE DE ROTERDÃO

Margem refinação Óleos Base: -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 2014: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,23/t. Rendimentos mássicos.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

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 resultados ajustados 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.

Resultados – Terceiro trimestre e nove meses de 2014

ABREVIATURAS:

APETRO: Associação portuguesa de Empresas petrolíferas

bbl: barril de petróleo

BBLT: Benguela, Belize, Lobito e Tomboco

Bg: *Barges*

bn: *billion*, ou seja, mil milhões

boe: barris de petróleo equivalente

BSR: *Buoyancy supported risers*

Cg: Cargoes

CIF: *Costs, Insurance and Freights*

CMP: *Custo médio ponderado*

CORES: Corporacion de reservas estratégicas de produtos petrolíferos

DHSV: *Down Hole Safety Valve*

D&A: Depreciações e amortizações

DST: *Drill stem test*

E&P: Exploração & Produção

EUA: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

EWT: *Extended well test*

FCC: *Fluid Catalytic Cracking*

FOB: *Free on Board*

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

G&P: Gas & Power

GBp: *Great British pence*

GNL: Gás natural liquefeito

GWh: *Gigawatt per hour*

IAS: *International Accounting Standards*

IFRS: *International Financial Reporting Standards*

IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo

LSFO: *Low sulphur fuel oil*

k: mil

kbbl: milhares de barris

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kbopd: milhares de barris de petróleo por dia

m: milhão

m³: metro cúbico

mbbl: milhões de barris

mmbtu: *million british thermal units*

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

NBP: *National balancing point*

NYSE: New York Stock Exchange

OTC: *Over-the-counter*

OWC: *Oil-water contact*

PM UL: *Premium unleaded*

p.p.: pontos percentuais

R&D: Refinação & Distribuição

RC: *Replacement Cost*

RCA: *Replacement Cost Ajustado*

RDA: *Reservoir Data Acquisition*

s.s.: sem significado

Tcf: *trillion cubic feet*

TL: Tômbua-Lândana

T: toneladas

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

USD/€: Dólar dos Estados Unidos

WAG: *Water alternating gas*

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 geralmente identificam 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 controle. 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
Marta Silva
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