



RESULTADOS

QUARTO TRIMESTRE E DOZE MESES DE 2013



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

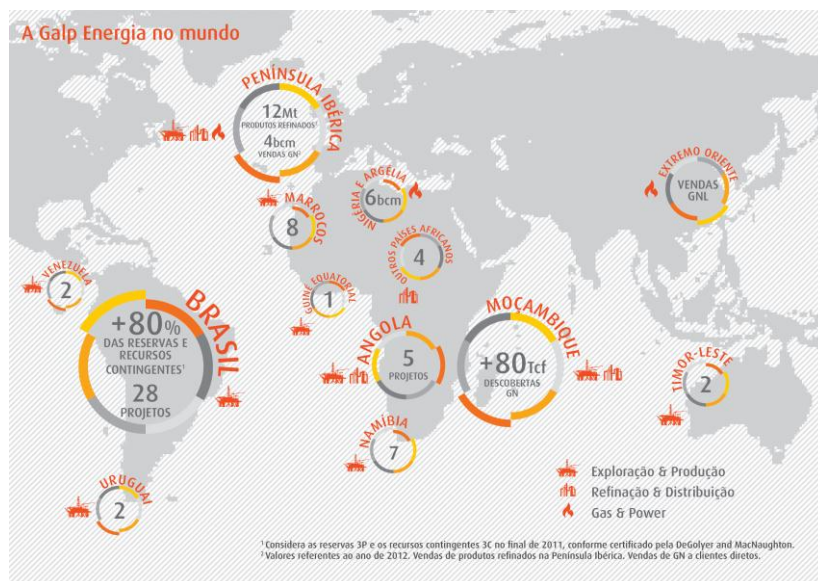
MEMBER OF
**Dow Jones
Sustainability Indices**
In Collaboration with RobecoSAM

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

ENERGIA EM CRESCIMENTO PARA CRIAR VALOR SUSTENTÁVEL

Quem somos

- Somos uma Empresa integrada de energia focada no negócio de exploração e produção, com um portfólio de ativos que permitirá um crescimento rentável ímpar na indústria.
- Centramos a atividade de exploração e produção em três países de referência: Brasil, Moçambique e Angola.
- Temos negócios ibéricos rentáveis e resilientes que contribuirão para suportar o nosso crescimento na área de exploração e produção.



A nossa visão e o nosso propósito

Ser um operador integrado de energia de referência, reconhecido pela qualidade das atividades de exploração 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 aos acionistas, apoiado num negócio ibérico eficiente e competitivo, numa capacidade financeira robusta e em práticas responsáveis.

Os nossos drivers estratégicos

- Maior foco na exploração.
- Desenvolvimento de projetos de produção de classe mundial.
- Capacidade financeira robusta.

As nossas vantagens competitivas

- Somos o porta-estandarte nacional.
- Estabelecemos parcerias duradouras de sucesso.
- Oferecemos conhecimento integrado.
- Beneficiamos de uma organização robusta e flexível.
- Adquirimos competências em alguns dos mais promissores projetos mundiais.

Para mais informações, consulte www.galpennergia.com.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

ÍNDICE

Sumário executivo.....	4
Principais indicadores	5
Desempenho operacional e financeiro.....	10
1. Envolvente de mercado	10
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
4. Previsões de curto prazo.....	26
Ação Galp Energia	27
Informação adicional	28
1. Bases de apresentação da informação	28
2. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	29
2.1. Ebitda <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	29
2.2. Ebit <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	29
3. Vendas e prestações de serviço <i>replacement cost</i> ajustadas	30
4. Eventos não recorrentes	30
5. Demonstrações financeiras consolidadas.....	33
5.1. Demonstração de resultados consolidados em IFRS	33
5.2. Situação financeira consolidada.....	34

SUMÁRIO EXECUTIVO

No quarto trimestre de 2013, a Galp Energia continuou a implementar a sua estratégia focada no negócio de Exploração & Produção (E&P), com destaque para as atividades de exploração e desenvolvimento no Brasil e em Moçambique.

Nas atividades de exploração e avaliação, destaca-se a conclusão da perfuração do poço exploratório Bracuhy, no bloco BM-S-24, na bacia de Santos, que confirmou a conectividade com a área de Júpiter e reforçou os volumes de óleo e condensados a desenvolver. Na mesma bacia, no bloco BM-S-11, após a conclusão da perfuração do poço Iara HA, o consórcio iniciou um *Drill Stem Test* (DST) de modo a testar a pressão, a permeabilidade e a produtividade daquela área no reservatório. Na bacia de Potiguar deu-se início à perfuração do poço exploratório Pitú, que revelou a primeira descoberta de uma acumulação de petróleo, no objetivo secundário, abrindo um novo *play* na *offshore* do Brasil.

No período, a Empresa prosseguiu ainda com atividades relevantes de desenvolvimento. Na bacia de Santos foi especialmente importante a evolução dos trabalhos na área de Lula NE, onde a FPSO Cidade de Paraty (FPSO #2) produziu através de um poço produtor cerca de 30 kbopd desde a conexão do primeiro poço injetor de gás. Em janeiro de 2014 foi concluída a ligação do segundo poço produtor à FPSO, através de *risers* flexíveis, o que contribuiu para um aumento da produção de cerca de 28 kbopd. Ainda no âmbito do projeto Lula, a Galp Energia continuou a testar a injeção alternada de água e gás (WAG) na área de Lula-1 e prosseguiu a campanha de perfuração para aquisição de dados sobre o reservatório (RDA) em diferentes áreas do campo.

O Ebitda *replacement cost* ajustado (RCA) foi de €271 milhões (m) no quarto trimestre de 2013, mais 16% do que no período homólogo de 2012. Com efeito, o aumento da produção *net entitlement* no negócio de E&P e o aumento da atividade de supply & trading de gás natural liquefeito (GNL) no negócio de Gas &

Power (G&P) compensaram os resultados inferiores do segmento de negócio de Refinação e Distribuição (R&D).

O resultado líquido RCA da Galp Energia no quarto trimestre de 2013 foi de €92 m, mais €8 m que no quarto trimestre de 2012, ainda que afetado pelo aumento das amortizações nos segmentos de negócio de E&P e R&D.

O investimento atingiu os €236 m no período, tendo as atividades de exploração e produção representado cerca de 70% do total, para o que contribuíram as atividades de desenvolvimento no campo Lula, no Brasil.

No final de dezembro de 2013, a dívida líquida era de €2.173 m, ou de €1.302 m considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes. Neste contexto, o rácio dívida líquida para Ebitda situou-se em 1,1x.

PRINCIPAIS DESTAQUES OPERACIONAIS NO QUARTO TRIMESTRE DE 2013

- A produção *net entitlement* de petróleo e gás natural no quarto trimestre de 2013 foi de 21,9 kboepd, da qual a produção no Brasil representou cerca de 65%;
- A margem de refinação da Galp Energia no trimestre foi de \$1,7/bbl, na sequência do contributo positivo do complexo de *hydrocracking* de Sines;
- O negócio de distribuição de produtos petrolíferos apresentou um desempenho positivo face ao período homólogo de 2012, o que se deveu à recuperação do mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica e também a medidas de otimização de custos;
- As vendas de gás natural no período foram de 1.941 milhões de metros cúbicos (mm³), com o segmento de trading nos mercados internacionais a registar um aumento de volume de 44% face ao período homólogo do ano anterior.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

PRINCIPAIS INDICADORES

INDICADORES FINANCEIROS

€ m (valores em RCA)

Quarto Trimestre					Doze meses			
2012	2013	Var.	% Var.		2012	2013	Var.	% Var.
234	271	38	16,2%	Ebitda	1.032	1.141	108	10,5%
77	109	33	42,4%	Exploração & Produção	373	396	22	5,9%
80	67	(12)	(15,6%)	Refinação & Distribuição	308	315	7	2,2%
87	93	6	7,5%	Gas & Power	350	412	61	17,5%
147	149	3	1,7%	Ebit	602	590	(12)	(2,0%)
72	91	19	26,8%	Exploração & Produção	245	231	(14)	(5,7%)
21	(18)	(39)	s.s.	Refinação & Distribuição	75	3	(72)	(95,7%)
65	75	11	16,5%	Gas & Power	285	340	56	19,5%
83	92	8	9,9%	Resultado líquido	360	310	(50)	(13,9%)
308	236	(72)	(23,5%)	Investimento	862	963	101	11,8%
766	1.302	536	n.a.	Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec	766	1.302	536	n.a.
0,7x	1,1x	0,4x	n.a.	Dívida líquida incl. empréstimo à Sinopec para Ebitda	0,7x	1,1x	0,4x	n.a.

INDICADORES OPERACIONAIS

Quarto Trimestre					Doze meses			
2012	2013	Var.	% Var.		2012	2013	Var.	% Var.
23,4	25,3	1,9	8,3%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	24,4	24,5	0,1	0,5%
17,6	21,9	4,2	24,1%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	18,1	20,8	2,7	15,1%
98,9	108,3	9,4	9,5%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	101,3	100,8	(0,5)	(0,5%)
18.791	21.348	2.557	13,6%	Crude processado (kbbbl)	81.792	87.528	5.736	7,0%
0,9	1,7	0,8	82,5%	Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	2,2	2,2	(0,0)	(1,7%)
2,3	2,6	0,3	11,6%	Vendas <i>oil</i> clientes diretos (mt)	9,8	9,9	0,1	1,1%
1.558	1.941	383	24,6%	Vendas de gás natural (mm ³)	6.253	7.090	837	13,4%
562	810	247	44,0%	Vendas de GN/GNL em <i>trading</i> (mm ³)	2.242	3.034	792	35,3%
345	486	142	41,1%	Vendas de eletricidade à rede ¹ (GWh)	1.298	1.904	606	46,7%

¹ Inclui empresas que não consolidam mas nas quais a Galp Energia detém uma participação significativa.

INDICADORES DE MERCADO

Quarto Trimestre					Doze meses			
2012	2013	Var.	% Var.		2012	2013	Var.	% Var.
110,1	109,2	(0,8)	(0,8%)	Preço médio do <i>dated Brent</i> ¹ (USD/bbl)	111,7	108,7	(3,0)	(2,7%)
(1,4)	(1,6)	0,2	10,6%	Diferencial do preço do crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(1,5)	(1,3)	(0,2)	(14,0%)
65,4	67,5	2,1	3,2%	Preço gás natural NBP do Reino Unido ³ (GBP/therm)	59,8	68,0	8,3	13,8%
14,7	17,9	3,2	22,0%	Preço GNL para o Japão e para Coreia ¹ (USD/mmbtu)	15,1	16,6	1,5	9,7%
3,8	(0,1)	(4,0)	s.s.	Margem de refinação <i>benchmark</i> ⁴ (USD/bbl)	3,5	1,2	(2,4)	(67,5%)
15,0	15,1	0,1	1,0%	Mercado <i>oil</i> Ibérico ⁵ (mt)	61,6	58,6	(3,0)	(4,9%)
9.231	8.928	(304)	(3,3%)	Mercado gás natural Ibérico ⁶ (mm ³)	35.388	32.674	(2.714)	(7,7%)

¹ Fonte: Platts.

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

³ Fonte: Bloomberg.

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

⁵ Fonte: Apetro para Portugal; Cores para Espanha e inclui estimativa para dezembro de 2013.

⁶ Fonte: Galp Energia e Enagás.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Durante o quarto trimestre de 2013, a Galp Energia prosseguiu com a campanha de exploração e avaliação delineada com o objetivo de aumentar os recursos do seu portfólio.

BRASIL

No campo Iara, no bloco BM-S-11, a Galp Energia concluiu em novembro a perfuração do poço de avaliação Iara HA, o quinto poço na área de Iara. O poço foi projetado e executado com uma geometria sub-horizontalizada de 72°, tendo sido o primeiro poço horizontal perfurado na área de Iara. Após a conclusão do poço, o consórcio iniciou um DST para testar a pressão, a permeabilidade e a produtividade daquela área do reservatório, estando ainda em execução. No quarto trimestre de 2013 foi também realizado um DST no poço de Iara Oeste-1, para aprofundar o conhecimento daquela área.

Ainda na bacia de Santos, a Galp Energia concluiu, no final de outubro, a perfuração do prospecto Bracuhy no bloco BM-S-24, que indicou a presença de hidrocarbonetos e confirmou o mesmo *mix* de fluidos identificados na área de Júpiter assim como a conectividade com aquela área. Assim, os volumes a desenvolver no bloco BM-S-24, nomeadamente de óleo e condensados, foram reforçados.

Em dezembro, a Galp Energia iniciou a perfuração do poço de avaliação Carcará Extensão, no bloco BM-S-8, a qual foi suspensa em janeiro de 2014 devido a problemas com o desempenho da sonda. O consórcio ainda está a avaliar se irá proceder à perfuração em duas fases com duas sondas distintas, ou se irá avançar com a perfuração em apenas uma etapa. De destacar que qualquer que seja o cenário, a segunda fase da perfuração terá início no segundo semestre de 2014, após a qual terá início o teste de formação. Tal

deve-se à necessidade de disponibilidade de uma sonda com um equipamento adequado para a perfuração de reservatórios com elevada pressão.

Na bacia de Potiguar, a Galp Energia deu continuidade à campanha exploratória planeada para 2013, com a perfuração do poço Pitú, que revelou a primeira acumulação de petróleo naquela bacia, no objetivo secundário de idade geológica Aptiano Superior, abrindo um novo *play* no *offshore* do Brasil. O consórcio prosseguiu as suas atividades destinadas a perfurar o poço até à profundidade prevista, a verificar a extensão da nova descoberta e a caracterizar as condições dos reservatórios encontrados. Os poços Araraúna e Tango, concluídos no segundo e terceiro trimestre do ano, respetivamente, tinham já confirmado a presença de um sistema de hidrocarbonetos ativo na bacia. No entanto, estas duas descobertas foram consideradas como não comerciais.

MOÇAMBIQUE

Na bacia do Rovuma, o consórcio concluiu, com a perfuração de três poços, a campanha de exploração e avaliação programada para o ano de 2013.

O poço Agulha-1 provou a existência de um novo *play* de exploração na zona sul da Área 4, estimando-se recursos de gás natural *in place* entre 5 e 7 Tcf. Ao mesmo tempo, foram descobertos indícios de *wet gas* no intervalo do Cretáceo, o que será objeto de análise. Relativamente à campanha de avaliação no complexo Mamba/Coral, a Galp Energia concluiu durante o primeiro e terceiro trimestres a perfuração do poço Mamba South-3 e Mamba Northeast-3, respetivamente, o que permitiu conhecer melhor o reservatório e estimar o potencial do complexo Mamba/Coral em 80 Tcf de gás natural no jazigo.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

CALENDÁRIO DE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Área	Objetivo	Participação	E/A ¹	Spud date	Duração (# dias)	Status do poço
Brasil²						
Lula	Lula Oeste-2	10%	A	4T12	-	Concluído
Iara	Iara Oeste-2	10%	A	4T12	-	Concluído
Iara	Iara HA	10%	A	3T13	-	DST em curso
BM-S-8	Carcará (extensão) - 1ª fase	14%	A	4T13	60	Interrompido
BM-S-24	Bracuhy	20%	E	3T13	-	Concluído
Potiguar	Araraúna	20%	E	1T13	-	Concluído
Potiguar	Tango	20%	E	3T13	-	Concluído
Potiguar	Pitú	20%	E	Out-13	120	Em curso
Moçambique						
Rovuma	Mamba South-3	10%	A	1T13	-	Concluído
Rovuma	Agulha-1	10%	E	2T13	-	Concluído
Rovuma	Mamba Northeast-3	10%	A	3T13	-	Concluído
Namíbia						
PEL 23	Wingat	14%	E	1T13	-	Concluído
PEL 23	Murombe	14%	E	2T13	-	Concluído
PEL 24	Moosehead	14%	E	3T13	-	Concluído

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

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

ATIVIDADES DE DESENVOLVIMENTO

BRASIL

A Galp Energia e os seus parceiros continuaram a ultrapassar etapas importantes no desenvolvimento dos projetos no Brasil, nomeadamente o projeto Lula/Iracema, com o objetivo de os executar dentro dos prazos e custos definidos. Neste contexto, foram já atribuídos a empresas brasileiras e internacionais os contratos de equipamentos críticos para o desenvolvimento do projeto.

No quarto trimestre de 2013, a Empresa prosseguiu o plano de desenvolvimento definido para o campo Lula/Iracema. Na área de Lula NE, a FPSO Cidade de Paraty, que iniciou operações em junho com um poço produtor, produziu de forma estável cerca de 30 kbopd, representando a taxa de produtividade mais elevada dos poços em produção no campo Lula. De acordo com o plano de contingência anunciado anteriormente, o consórcio concluiu já no início de janeiro de 2014 a interligação do segundo poço produtor à FPSO através de um sistema de *risers* flexíveis, tendo o poço atingindo uma produção de cerca de 28 kbopd. Deste modo, a produção no primeiro trimestre de 2014 beneficiará já desta interligação. De salientar que a produção da FPSO

Cidade de Paraty foi interrompida durante uma semana, em janeiro, devido a uma rutura do sistema coletor dos compressores de injeção de gás, estando o problema já resolvido e a produção normalizada em cerca de 57 kbopd.

O consórcio para o desenvolvimento da área procedeu também, como planeado, à instalação do primeiro sistema de *Buoyancy Supported Risers* (BSR) no início de janeiro. A BSR, que já está submersa, está ligada às quatro fundações que estão no fundo do mar por oito cabos permanentes. O consórcio prevê a interligação de dois poços produtores, através desta BSR, no segundo trimestre de 2014, de acordo com o planeado. A instalação da segunda BSR, a BSR Norte, está prevista para o segundo trimestre de 2014, sendo que as operações do segundo poço produtor, atualmente conectado, terão de ser interrompidas durante aquela instalação. É assim expectável que a capacidade máxima de produção da FPSO Cidade de Paraty seja atingida no final do ano, 18 meses após a sua entrada em operação.

Já no primeiro trimestre de 2014, a FPSO Cidade de Paraty foi ligada ao gasoduto Lula-Mexilhão, prevendo-se que inicie a exportação de gás no princípio do segundo trimestre de 2014.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

Relativamente ao projeto para construção do gasoduto Lula-Cabiúnas, o segundo gasoduto para exportação de gás natural da bacia de Santos, o consórcio respondeu às solicitações do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), esperando-se que a licença ambiental para o projeto seja emitida no primeiro trimestre de 2014. Entretanto, a maior parte dos trabalhos de construção dos *pipes* já estão concluídos e os equipamentos encontram-se no Brasil. Este gasoduto terá uma capacidade de exportação de cerca de 15 mm³ de gás natural por dia e o início de operações está previsto para 2015.

De destacar também o início dos testes de longa duração (EWT) nas áreas de Lula Central e de Lula Sul, que estão a produzir através da FPSO Dynamic Producer desde outubro, e da FPSO Cidade de São Vicente, desde novembro, respetivamente. Ambos estão com uma produção estável de cerca de 15 kbopd cada, limitada pela queima de gás natural imposta pelo regulador brasileiro ANP.

No quarto trimestre de 2013 avançou também a execução das futuras FPSO que deverão entrar em operação no campo Lula/Iracema. Os trabalhos de instalação dos módulos *topsides* da FPSO Cidade de Mangaratiba (FPSO #3) continuam a decorrer de acordo com o planeado no estaleiro da Brasfels, no Brasil, estando a FPSO com uma taxa de execução de 81%. O início da operação da FPSO, com uma capacidade de produção de cerca de 150 kbopd e 8 mm³ de gás natural por dia, está prevista para o quarto trimestre de 2014, na área de Iracema Sul. As restantes FPSO com entrada em operação entre dezembro de 2015 e o primeiro trimestre de 2016 no projeto Lula/Iracema, estão a ser convertidas em estaleiros na China, de modo a assegurar o início da produção naquele período nas áreas de Iracema Norte, Lula Alto e Lula Central.

No quarto trimestre de 2013 a Galp Energia deu seguimento ao plano de desenvolvimento de poços da área de Lula/Iracema, sendo que na área de Lula

NE, foi concluída a perfuração de um poço produtor e foram realizadas atividades de completação em dois poços de desenvolvimento. Na área de Iracema Sul, deu-se continuidade ao plano de perfuração planeado, tendo sido concluída a perfuração de um poço injetor, estando em curso a perfuração de um poço produtor e de um poço injetor.

No projeto Lula-1, continua a ser testada a injeção WAG (Water Alternating Gas), que tem como objetivo aumentar a pressão no reservatório de modo a sustentar o nível de produção e aumentar o fator de recuperação de petróleo na área. Atualmente estão dois poços WAG interligados à FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPSO #1), estando o primeiro poço WAG na fase de injeção de gás desde junho, após ter executado o ciclo de água, e o segundo poço WAG na fase de injeção de água. O processo de injeção WAG no projeto Lula-1 iniciado em 2013 revelou excelente resposta do reservatório. Por um lado, o gás natural/CO₂ é reinjetado no reservatório de modo a reduzir a viscosidade do petróleo e assim aumentar o fluxo e por outro lado, o ciclo de água permite facilitar o deslocamento do petróleo para o poço produtor. O processo, em fase estabilizada, consiste em ciclos sucessivos de injeção de água e gás, por períodos de cerca de três meses cada.

No quarto trimestre de 2013, foi concluída a perfuração dos poços RDA nas áreas de Lula Extremo Sul e Lula Oeste, tendo sido iniciada a perfuração do primeiro poço RDA na área de Iara. Este programa tem especial relevância, uma vez que ao aumentar o conhecimento do reservatório, o consórcio pode adaptar os equipamentos utilizados às condições específicas de cada área e, com isso, diminuir o risco associado ao desenvolvimento do campo.

ANGOLA

Em Angola, foram perfurados seis poços de desenvolvimento durante o ano de 2013, três dos quais no quarto trimestre de 2013. Destes, dois poços foram perfurados no campo Tômbua-Lândana e um no BBLT, ambos situados no bloco 14.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

POÇOS DE DESENVOLVIMENTO NA ÁREA DE LULA/IRACEMA

Projeto	Tipo de poços	Taxa de execução		
		Total planeados	Perfurados	Em curso
Lula 1	Produtores	6	6	-
FPSO Cidade de Angra dos Reis	Injetores	3	3	-
Lula NE	Produtores	8	5	-
FPSO Cidade de Paraty	Injetores	6	5	-
Iracema Sul	Produtores	8	4	1
FPSO Cidade de Mangaratiba	Injetores	8	3	1

DESEMPENHO OPERACIONAL E FINANCEIRO

1. ENVOLVENTE DE MERCADO

DATED BRENT

No quarto trimestre de 2013, a cotação média do *dated Brent* foi de \$109,2/bbl, em linha com o período homólogo do ano anterior. Enquanto que no quarto trimestre de 2012 tiveram impacto as tensões geopolíticas, no quarto trimestre de 2013 a cotação foi influenciada pela quebra das exportações da Líbia.

No ano de 2013, a cotação média do *dated Brent* situou-se nos \$108,7/bbl, uma diminuição de 3% face ao ano anterior, quando a cotação foi influenciada pela instabilidade política que caracterizou alguns países produtores de petróleo, nomeadamente no Médio Oriente.

No quarto trimestre de 2013, a diferença de preço entre os crudes pesados e leves foi de -\$1,6/bbl, face a -\$1,4/bbl no período homólogo de 2012. Esta evolução deveu-se à menor procura dos crudes pesados que decorreu das paragens para manutenção de algumas refinarias da Europa Ocidental e da antiga União Soviética.

Nos doze meses de 2013, a diferença de preço entre crudes pesados e leves diminuiu \$0,2/bbl face ao período homólogo do ano anterior e situou-se em -\$1,3/bbl.

MARGENS DE REFINAÇÃO

No quarto trimestre de 2013, a margem *benchmark* da Galp Energia baixou \$4,0/bbl face ao quarto trimestre de 2012 para -\$0,1/bbl, devido à descida das margens de *cracking* e *hydrocracking* em \$3,8/bbl e \$4,0/bbl, respetivamente, na sequência da diminuição dos *cracks* da gasolina, do gasóleo e do fuelóleo. Com efeito, o *crack* do gasóleo diminuiu

\$5,1/bbl e o da gasolina \$4,5/bbl, influenciados pelo excesso de capacidade de refinação na Europa e pelo aumento da exportação de produtos petrolíferos das refinarias dos EUA e do Médio Oriente, nomeadamente de gasóleo.

Nos doze meses de 2013, a margem de refinação *benchmark* da Galp Energia baixou \$2,4/bbl para \$1,2/bbl, influenciada pelas descidas de \$2,7/bbl e \$2,5/bbl das margens *cracking* e *hydrocracking*, respetivamente.

MERCADO IBÉRICO

No quarto trimestre de 2013, o mercado ibérico de produtos petrolíferos manteve-se estável nos 15,1 milhões de toneladas (mt) face ao período homólogo do ano anterior. O mercado português apresentou uma evolução positiva de 4%, enquanto a procura no mercado espanhol se manteve constante. Os mercados do gasóleo e do *jet*, em particular, tiveram um crescimento de 4% e 5%, respetivamente.

No ano de 2013, o mercado ibérico de produtos petrolíferos contraiu 5%, para 58,6 mt, reflexo de uma conjuntura económica adversa que contribuiu para uma diminuição na procura de produtos petrolíferos de 5% em Espanha e de 3% em Portugal.

No quarto trimestre de 2013, o mercado do gás natural na Península Ibérica recuou 3% face ao período homólogo do ano anterior, para os 8.928 mm³, essencialmente devido à redução do consumo no segmento elétrico, que contraiu cerca de 18%, na sequência do aumento da produção de eletricidade pelas vias hídrica e eólica.

No ano de 2013, o mercado ibérico de gás natural contraiu 8% face ao período homólogo, para os 32.674 mm³, o que se deveu sobretudo à contração de cerca de 37% do consumo do segmento elétrico.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

2. DESEMPENHO OPERACIONAL

2.1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Quarto Trimestre					Doze meses			
2012	2013	Var.	% Var.		2012	2013	Var.	% Var.
23,4	25,3	1,9	8,3%	Produção média <i>working interest</i> ¹ (kboepd)	24,4	24,5	0,1	0,5%
17,6	21,9	4,2	24,1%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	18,1	20,8	2,7	15,1%
6,8	7,9	1,0	14,8%	Angola	7,8	8,3	0,5	7,1%
10,8	14,0	3,2	29,9%	Brasil	10,3	12,5	2,2	21,1%
98,9	108,3	9,4	9,5%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	101,3	100,8	(0,5)	(0,5%)
9,2	10,3	1,1	12,3%	Royalties ² (USD/boe)	9,5	9,5	(0,0)	(0,3%)
18,5	15,7	(2,8)	(15,0%)	Custo de produção (USD/boe)	13,3	13,7	0,3	2,4%
8,1	11,7	3,6	44,8%	Amortizações ³ (USD/boe)	20,6	22,5	1,9	9,5%
77	109	33	42,4%	Ebitda	373	396	22	5,9%
10	19	8	81,1%	Depreciações e Amortizações	106	162	56	52,5%
(5)	(0)	5	s.s.	Provisões	22	2	(20)	s.s.
72	91	19	26,8%	Ebit	245	231	(14)	(5,7%)

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

² Com base na produção proveniente do Brasil.

³ Exclui provisões para abandono.

ATIVIDADE

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2013, a produção média de petróleo e gás natural *working interest* aumentou cerca de 8% face ao período homólogo de 2012, tendo-se situado em 25,3 kboepd, dos quais 98% corresponderam a produção de petróleo.

Em Angola, a produção diminuiu cerca de 1,3 kboepd, ou seja desceu 10% face ao quarto trimestre de 2012, para 11,3 kboepd, devido à diminuição da produção dos campos Tômbua-Lândana (TL) e BBLT, no bloco 14, que se encontram numa fase de declínio natural. A produção foi também afetada por várias paragens no trimestre da FPSO Kuito, que foi desmobilizada do campo em meados do mês de dezembro, como planeado.

No Brasil, a produção aumentou cerca de 30%, para 14,0 kboepd, essencialmente devido à contribuição da área de Lula NE, no campo Lula, que beneficiou da produção de um poço produtor ao longo de todo o trimestre. Com efeito, a FPSO Cidade de Paraty representou já 22% da produção total no Brasil. O

início dos EWT nas áreas de Lula Central e de Lula Sul, nos meses de outubro e novembro, respetivamente, também contribuíram, com uma produção conjunta de 1,8 kboepd, para o aumento da produção proveniente do Brasil.

Por outro lado, a produção da FPSO Cidade Angra dos Reis diminuiu 15% face ao período homólogo de 2012, na sequência das atividades de manutenção, planeadas, na plataforma de Mexilhão e de um constrangimento no sistema de compressão de gás natural, com impacto na exportação de gás natural e consequentemente na produção de petróleo. Adicionalmente, verificou-se um aumento da injeção de gás natural desde junho de 2013, com o início do ciclo de gás do poço WAG, tendo o gás consumido e injetado representado cerca de 88% do gás produzido no quarto trimestre de 2013, face a 14% no quarto trimestre de 2012. Com efeito, a exportação de gás na área de Lula-1 diminuiu 85% face ao quarto trimestre de 2012, passando de 1,9 kboepd para 0,3 kboepd.

A produção *net entitlement* aumentou cerca de 24% face ao quarto trimestre de 2012, para 21,9 kboepd, sustentada pelo aumento da contribuição de Angola e

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

do Brasil. Em Angola, a maior contribuição deveu-se ao aumento das taxas de produção disponíveis na vertente do *cost oil*, ao abrigo dos contratos de partilha de produção (PSA).

DOZE MESES

A produção de petróleo e gás natural *working interest* nos doze meses de 2013 manteve-se estável nos 24,5 kboepd face ao período homólogo de 2012, com o aumento da produção no Brasil a compensar a diminuição da produção proveniente de Angola.

A produção no Brasil aumentou 21% face ao período homólogo do ano anterior, para 12,5 kboepd, devido ao aumento da produção da FPSO Cidade de Angra dos Reis e à contribuição da FPSO Cidade de Paraty, que começou a produzir em junho de 2013 com um poço produtor. A produção da área de Lula-1 situou-se nos 10,2 kboepd durante os doze meses de 2013 e atingiu uma taxa de utilização da capacidade de cerca de 90%. Por outro lado, verificou-se uma diminuição de 15% na produção proveniente de Angola, de 14,1 kbopd para 12,0 kbopd. A fase de declínio dos campos Kuito e BBLT do bloco 14, as atividades de manutenção durante o primeiro trimestre de 2013 e as paragens da FPSO Kuito durante o quarto trimestre do ano estiveram na origem do declínio da produção em Angola durante o período.

A produção *net entitlement* foi de 20,8 kboepd, ou seja, um aumento de 15% face ao ano de 2012, na sequência do aumento da produção no Brasil e do aumento das taxas de produção disponíveis na vertente do *cost oil*, associados aos mecanismos de recuperação de custos do PSA em Angola.

RESULTADOS

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2013, o Ebitda foi de €109 m, um aumento de €33 m face ao período homólogo do ano anterior, devido ao aumento da produção *net entitlement* e à subida do preço médio de venda de petróleo e gás natural.

O preço médio de venda foi de \$108,3/boe, face aos \$98,9/boe no quarto trimestre de 2012, devido sobretudo ao aumento do peso da produção de petróleo face à do gás natural.

Os custos de produção mantiveram-se constantes nos €23 m face ao quarto trimestre de 2012, com o aumento dos custos no Brasil a ser compensado pela diminuição dos custos em Angola. No Brasil, os custos aumentaram sobretudo na sequência da atividade da FPSO Cidade de Paraty e da entrada em operação dos EWT nas áreas de Lula Central e Lula Sul. Em Angola, a diminuição da produção e a paragem da FPSO Kuito causou uma diminuição nos custos de produção. Em termos unitários, numa base *net entitlement*, os custos de produção no quarto trimestre de 2013 diminuíram cerca de \$2,8/boe face ao período homólogo do ano anterior, para \$15,7/boe.

Os outros custos operacionais registaram um aumento de cerca de €4 m, face ao quarto trimestre de 2012, para €18 m, devido à revisão em alta dos prémios de seguro relativos à atividade no Brasil, na sequência do aumento da atividade e do investimento no país.

No quarto trimestre de 2013, as amortizações, excluindo provisões de abandono, foram de €17 m, face a €10 m no período homólogo de 2012. Esta evolução deveu-se essencialmente ao facto de a revisão das reservas no quarto trimestre de 2013 ter implicado uma correção em baixa das amortizações do período, inferior à contabilizada no quarto trimestre de 2012. Numa base *net entitlement*, a amortização unitária aumentou de \$8,1/boe no quarto trimestre de 2012 para \$11,7/boe no quarto trimestre de 2013. Se se excluísse o efeito da correção das amortizações realizada nos trimestres anteriores, decorrente da revisão em alta das reservas, o valor unitário das amortizações no quarto trimestre de 2013 seria de \$22,0/boe.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

As provisões para abandono representaram um custo de €1 m face a um proveito de €5 m no trimestre homólogo de 2012.

Deste modo, o Ebit aumentou €19 m face ao quarto trimestre de 2012, para €91 m.

DOZE MESES

No ano de 2013, o Ebitda aumentou €22 m para €396 m face ao ano anterior, essencialmente devido ao aumento da produção *net entitlement*.

O preço médio de venda em 2013 diminuiu ligeiramente de \$101,3/boe para \$100,8/boe, na sequência da descida do preço do petróleo nos mercados internacionais.

Os custos de produção ascenderam a €78 m, uma súbida de €10 m face a 2012, devido ao início de operações da FPSO Cidade de Paraty, no Brasil, e ao aumento dos custos de produção em Angola, essencialmente relacionados com as atividades de manutenção associadas à maturidade dos campos no bloco 14. Em termos unitários, os custos de produção aumentaram para \$13,7/boe, face a \$13,3/boe no período homólogo de 2012.

Os outros custos operacionais aumentaram €16 m face ao ano anterior, para €65 m, devido ao reforço

da equipa de E&P e à revisão em alta dos prémios de seguro relativos à atividade do Brasil no seguimento do aumento da atividade e investimento no país.

As amortizações, excluindo provisões para abandono, ascenderam a €129 m, ou seja, um aumento de €23 m em relação ao ano anterior, devido essencialmente ao aumento do investimento e da produção no Brasil, influenciado pela entrada em produção da FPSO Cidade de Paraty. Em Angola, as amortizações também foram influenciadas pela revisão em baixa das reservas no campo Kuito no segundo trimestre de 2013. Assim, numa base *net entitlement*, as amortizações aumentaram de \$20,6/boe no ano de 2012 para \$22,5/boe em 2013.

As provisões foram de €35 m, face a €22 m nos doze meses de 2012, influenciadas essencialmente pelo aumento das provisões de abandono relativas ao campo Kuito em antecipação à desmobilização da respetiva FPSO no final do ano de 2013.

O Ebit dos doze meses de 2013 diminuiu €14 m para €231 m, na sequência do aumento dos custos de produção e das amortizações.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

2.2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Quarto Trimestre					Doze meses			
2012	2013	Var.	% Var.		2012	2013	Var.	% Var.
0,9	1,7	0,8	82,5%	Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	2,2	2,2	(0,0)	(1,7%)
2,7	2,5	(0,2)	(6,0%)	Custo <i>cash</i> das refinarias (USD/bbl)	2,2	2,6	0,4	15,9%
18.791	21.348	2.557	13,6%	Crude processado (kbbl)	81.792	87.528	5.736	7,0%
3,9	4,5	0,6	14,2%	Vendas de produtos refinados (mt)	16,4	17,2	0,9	5,3%
2,3	2,6	0,3	11,6%	Vendas a clientes diretos (mt)	9,8	9,9	0,1	1,1%
0,8	1,0	0,3	33,7%	Exportações ¹ (mt)	3,3	4,0	0,7	21,3%
80	67	(12)	(15,6%)	Ebitda	308	315	7	2,2%
48	80	32	66,4%	Depreciações e Amortizações	204	267	63	31,0%
11	6	(5)	(49,6%)	Provisões	29	45	16	54,8%
21	(18)	(39)	s.s.	Ebit	75	3	(72)	(95,7%)

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

ATIVIDADE

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2013, foram processados cerca de 21,3 milhões de barris de crude (mbbl), um aumento de 14% face ao período homólogo de 2012, com o crude a representar 81% das matérias-primas processadas. O volume de crude processado e de matérias-primas processadas foi afetado negativamente por paragens não programadas, nomeadamente do complexo de *hydrocracking* e da unidade de *fluid catalytic cracking* (FCC) na refinaria de Sines. Outro fator que influenciou o volume de crude processado foi a política de otimização do aparelho refinador como resposta à evolução negativa das margens de refinação nos mercados internacionais.

O complexo de *hydrocracking* atingiu uma taxa de utilização de 95%, tendo sido afetada por paragens não programadas no trimestre.

No quarto trimestre de 2013, 88% do crude processado nas refinarias da Galp Energia correspondeu a crudes médios e pesados, face a 76% no quarto trimestre de 2012.

A produção de destilados médios (gasóleo e *jet*) contribuiu para 46% da produção total, face a 40% no período homólogo, enquanto as gasolinas e o fuelóleo representaram 20% e 19% da produção total,

respetivamente. Os consumos e quebras no quarto trimestre foram de 8%.

O volume de vendas a clientes diretos aumentou 12% no trimestre para 2,6 mt, o que refletiu um aumento de vendas, nomeadamente de produtos químicos, na Península Ibérica, e em África que representou 8% das vendas totais.

As exportações de cerca de 1,0 mt para fora da Península Ibérica representaram um aumento de 34% em relação ao quarto trimestre de 2012, com a gasolina, o fuelóleo e o gasóleo a representarem 35%, 26% e 21% do total das exportações, respetivamente.

DOZE MESES

Nos doze meses de 2013, o volume de matérias-primas processadas aumentou 20% face a 2012, com o crude a representar 83% do total. O ano de 2013 foi marcado pela entrada em operações do complexo de *hydrocracking*, que começou a operar de forma estável a partir do final primeiro trimestre do ano, tornando o aparelho refinador da Galp Energia mais complexo e flexível.

Nos doze meses de 2013, 84% do crude processado nas refinarias da Galp Energia correspondeu a crudes médios e pesados, face a 71% no período homólogo do ano anterior.

As gasolinas e os destilados médios representaram 20% e 47%, respetivamente, da produção total,

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

enquanto que o fuelóleo representou 17%. Os consumos e quebras foram de 9% no ano 2013.

O volume de vendas a clientes diretos ficou em linha com o de 2012, não obstante o contexto económico adverso que caracterizou a Península Ibérica que influenciou, de forma negativa, o consumo de produtos petrolíferos naquela região. As vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos em África representaram 8% do total.

As exportações para fora da Península Ibérica aumentaram 21% face a 2012, para 4,0 mt, com a gasolina, o fuelóleo e o gasóleo a representarem 30%, 29% e 19% do total das exportações, respetivamente.

RESULTADOS

QUARTO TRIMESTRE

O segmento de negócio de R&D apresentou um Ebitda de €67 m, menos 16% do que no quarto trimestre de 2012, quando foi positivamente influenciado pela renegociação e reavaliação atuarial de contratos de seguros de saúde com um impacto positivo de €23 m.

Apesar da evolução negativa das margens de refinação nos mercados internacionais, a margem de refinação da Galp Energia aumentou face ao quarto trimestre de 2012 para \$1,7/bbl, devido ao contributo positivo do complexo de *hydrocracking*. O prémio face à margem de refinação *benchmark* situou-se em \$1,8/bbl.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram cerca de €40 m, em linha com o quarto trimestre de 2012. Em termos unitários, os custos *cash* foram de \$2,5/bbl, face a \$2,7/bbl no ano anterior.

No quarto trimestre de 2013, a atividade de distribuição de produtos petrolíferos, aumentou o seu contributo para resultados face ao quarto trimestre de 2012, na sequência da recuperação do mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica e de

medidas de otimização implementadas, nomeadamente ao nível da estrutura de custos.

As amortizações aumentaram €32 m para €80 m face ao quarto trimestre do ano anterior, devido essencialmente à amortização dos ativos do complexo de *hydrocracking*, que teve um impacto de cerca de €21 m no trimestre.

As provisões foram de €6 m e resultaram principalmente de imparidades de contas a receber, nomeadamente no negócio de distribuição de produtos petrolíferos.

O Ebit foi negativo em €18 m, face a €21 m no quarto trimestre de 2012, influenciado pelo aumento das amortizações no período.

DOZE MESES

Nos doze meses de 2013, o Ebitda foi de €315 m, em linha com o período homólogo do ano anterior.

Apesar da evolução negativa das margens de refinação nos mercados internacionais, a margem da Galp Energia manteve-se estável em \$2,2/bbl, influenciada pelo contributo positivo do complexo de *hydrocracking*, que iniciou operações de forma estável a partir do final do primeiro trimestre de 2013.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €172 m, um aumento de €29 m face a 2012, influenciados pela compra de licenças de emissão de dióxido de carbono (CO₂) e pelo aumento de custos operacionais relacionados com as operações do complexo de *hydrocracking*. Em termos unitários, os custos *cash* operacionais foram de \$2,6/bbl, face a \$2,2/bbl em 2012.

A atividade de supply, relacionada com o negócio de refinação e distribuição de produtos petrolíferos, influenciou positivamente os resultados em cerca de €35 m.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

No ano de 2013, não obstante o contexto económico adverso que caracterizou a Península Ibérica, a atividade de distribuição de produtos petrolíferos foi positivamente influenciada por medidas de otimização que tiveram impacto nos custos operacionais do negócio.

As amortizações em 2013 aumentaram €63 m, para €267 m, o que refletiu o impacto de €62 m do início

da amortização dos ativos afetos ao complexo de *hydrocracking* a partir do segundo trimestre de 2013.

As provisões de €45 m deveram-se principalmente às imparidades de contas a receber na atividade de distribuição de produtos petrolíferos.

O Ebit dos doze meses de 2013 foi de €3 m, menos €72 m do que no período homólogo de 2012.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

2.3. GAS & POWER

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Quarto Trimestre					Doze meses			
2012	2013	Var.	% Var.		2012	2013	Var.	% Var.
1.558	1.941	383	24,6%	Vendas totais de gás natural (mm ³)	6.253	7.090	837	13,4%
995	1.131	136	13,6%	Vendas a clientes diretos (mm ³)	4.011	4.056	45	1,1%
253	204	(49)	(19,5%)	Elétrico	1.251	736	(515)	(41,2%)
548	754	206	37,7%	Industrial	2.113	2.718	605	28,6%
159	151	(8)	(4,9%)	Residencial	533	521	(11)	(2,1%)
562	810	247	44,0%	Trading (mm ³)	2.242	3.034	792	35,3%
345	486	142	41,1%	Vendas de eletricidade à rede ¹ (GWh)	1.298	1.904	606	46,7%
87	93	6	7,5%	Ebitda	350	412	61	17,5%
15	16	1	3,3%	Depreciações e Amortizações	50	61	11	22,7%
7	2	(5)	(69,7%)	Provisões	16	10	(6)	(36,0%)
65	75	11	16,5%	Ebit	285	340	56	19,5%
25	32	7	30,1%	Supply & Trading	154	197	42	27,4%
34	39	5	14,6%	Infraestruturas	107	118	11	10,1%
6	5	(2)	(26,8%)	Power	24	26	2	10,1%

¹ Inclui a empresa Energin que não consolida, mas na qual Galp Energia detém uma participação de 35%. A esta empresa correspondem, no quarto trimestre e doze meses de 2013, vendas de eletricidade à rede de 54 GWh e 297 GWh, respetivamente.

ATIVIDADE

QUARTO TRIMESTRE

Os volumes vendidos de gás natural atingiram 1.941 mm³, uma subida de 25% face ao quarto trimestre de 2012.

Esta evolução positiva teve por base o aumento dos volumes vendidos nos segmentos de trading e industrial, de 44% e 38%, respetivamente.

As vendas no segmento de trading atingiram os 810 mm³, tendo sido vendidas nove cargas de GNL nos mercados internacionais, face a seis no período homólogo de 2012. No quarto trimestre, a maioria das cargas transacionadas destinou-se a mercados asiáticos e também à América Latina.

No segmento industrial, onde os volumes vendidos se situaram nos 754 mm³, o aumento de 38% em relação ao quarto trimestre de 2012 deveu-se sobretudo ao maior consumo por parte das unidades próprias da Galp Energia, nomeadamente do complexo de *hydrocracking* na refinaria de Sines e da cogeração na refinaria de Matosinhos. As vendas foram também sustentadas, ainda que em menor escala, pelo aumento de novos clientes em Espanha.

As vendas de eletricidade à rede foram de 486 GWh, ou seja, mais 142 GWh do que no quarto trimestre de 2012, um aumento que se deveu à operação da cogeração na refinaria de Matosinhos.

DOZE MESES

Os volumes vendidos de gás natural nos doze meses de 2013 atingiram um máximo histórico de 7.090 mm³, ou seja, um aumento de 13% em relação a 2012, que se deveu sobretudo à melhoria do desempenho da atividade de supply & trading.

O número de cargas de GNL vendidas nos mercados internacionais ascendeu a 36, mais nove que no ano de 2012, um aumento que se deveu sobretudo à intensificação da atividade para países da América Latina, não obstante a procura sustentada por países asiáticos.

As vendas a clientes diretos mantiveram-se estáveis, com os volumes vendidos a situarem-se nos 4.056 mm³, e o aumento no segmento industrial, sustentado pelo consumo das unidades próprias da Empresa, a ser suficiente para compensar a descida de 515 mm³ no segmento elétrico. Com efeito, as vendas no segmento elétrico continuaram a ser

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

afetadas negativamente pelo recurso acrescido às fontes eólica, hídrica e carvão para geração de eletricidade em detrimento do gás natural.

As vendas de eletricidade à rede foram de 1.904 GWh, mais 606 GWh que em 2012, na sequência do início da operação da cogeração de Matosinhos.

RESULTADOS

QUARTO TRIMESTRE

O negócio de G&P teve um Ebitda de €93 m, mais €6 m que no quarto trimestre de 2012.

A melhoria nos resultados deveu-se principalmente à atividade de supply & trading, nomeadamente de GNL nos mercados internacionais, cujo Ebitda atingiu os €35 m, ou seja, 12% acima do registado no ano anterior.

Os negócios de infraestruturas reguladas e de power mantiveram a sua contribuição estável para os resultados, com um contributo de €58 m para o Ebitda do período.

As depreciações e amortizações no segmento de negócio de G&P atingiram os €16 m no período, mais €1 m que no quarto trimestre de 2012, no seguimento do início da operação da cogeração de Matosinhos em 2013.

As provisões, nomeadamente respeitantes a imparidades por contas a receber, atingiram os €2 m.

O Ebit do negócio de G&P situou-se nos €75 m, uma melhoria de €11 m face ao quarto trimestre de 2012, na sequência dos melhores resultados da atividade de supply & trading.

DOZE MESES

O Ebitda do negócio de G&P foi de €412 m, um aumento de €61 m em relação a 2012 que refletiu a melhoria dos resultados da atividade de supply & trading.

Com efeito, o Ebitda da atividade de supply & trading atingiu o máximo de €209 m em 2013, mais €42 m que em 2012, devido essencialmente à intensificação da atividade de supply & trading nos mercados internacionais.

O Ebitda do negócio de infraestrutura situou-se nos €160 m, tendo beneficiado da consolidação integral da distribuidora Setgás a partir do terceiro trimestre de 2012.

O negócio de power apresentou uma melhoria operacional, com o Ebitda a aumentar €11 m para os €43 m, devido ao aumento das vendas de eletricidade à rede, na sequência do início da operação da cogeração de Matosinhos.

As depreciações e amortizações em 2013 atingiram os €61 m, uma subida de €11 m face a 2012, resultado do início da amortização da cogeração de Matosinhos a partir do segundo trimestre de 2013.

As provisões foram de €10 m e deveram-se sobretudo a imparidades por contas a receber.

O Ebit do negócio de G&P foi de €340 m, mais 19% que no ano de 2012, para o que contribuíram todos os sub-segmentos do negócio.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

3. INFORMAÇÃO FINANCEIRA

3.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Quarto Trimestre					Doze meses			
2012	2013	Var.	% Var.		2012	2013	Var.	% Var.
4.231	4.717	486	11,5%	Vendas e prestações de serviços	18.507	19.620	1.113	6,0%
(4.009)	(4.449)	440	11,0%	Custos operacionais	(17.514)	(18.515)	1.001	5,7%
(3.682)	(4.080)	397	10,8%	Custo das mercadorias vendidas	(16.228)	(17.117)	889	5,5%
(262)	(286)	23	8,9%	Fornecimentos e serviços externos	(984)	(1.069)	85	8,6%
(65)	(84)	19	29,6%	Custos com pessoal	(301)	(329)	28	9,2%
12	3	(9)	(72,4%)	Outros proveitos (custos) operacionais	39	35	(3)	(8,9%)
234	271	38	16,2%	Ebitda	1.032	1.141	108	10,5%
(75)	(115)	40	54,2%	Depreciações e Amortizações	(364)	(494)	130	35,6%
(13)	(7)	(5)	(40,5%)	Provisões	(66)	(57)	(10)	(14,4%)
147	149	3	1,7%	Ebit	602	590	(12)	(2,0%)
16	16	0	2,2%	Resultados de empresas associadas	72	64	(9)	(12,1%)
(0)	0	0	s.s.	Resultados de investimentos	(0)	0	1	s.s.
(36)	(31)	5	15,1%	Resultados financeiros	(79)	(121)	(42)	(52,5%)
126	135	9	7,0%	Resultados antes de impostos e interesses minoritários	595	533	(62)	(10,4%)
(28)	(31)	3	9,6%	Imposto sobre o rendimento	(182)	(168)	(14)	(7,9%)
22%	23%	1 p.p.	2,4%	<i>Taxa efetiva de imposto</i>	31%	31%	1 p.p.	2,7%
(15)	(13)	(2)	(14,5%)	Interesses minoritários	(53)	(55)	3	5,2%
83	92	8	9,9%	Resultado líquido	360	310	(50)	(13,9%)
(35)	(27)	(8)	(22,5%)	Eventos não recorrentes	(43)	(59)	16	37,6%
49	65	16	33,0%	Resultado líquido RC	317	251	(66)	(20,8%)
(36)	(16)	20	(55,9%)	Efeito <i>stock</i>	26	(62)	(89)	s.s.
13	49	36	s.s.	Resultado líquido IFRS	343	189	(155)	(45,0%)

QUARTO TRIMESTRE

As vendas e prestações de serviços aumentaram 11% face ao quarto trimestre de 2012, para €4.717 m, devido essencialmente ao aumento do volume de vendas dos produtos petrolíferos, da produção de petróleo e gás natural, e dos volumes vendidos de gás natural e de GNL.

Os custos operacionais aumentaram 11% para €4.449 m na sequência do aumento dos custos das mercadorias vendidas, dos fornecimentos e serviços externos e dos custos com pessoal. O aumento dos fornecimentos e serviços externos deveu-se por sua vez ao aumento dos custos variáveis relacionados principalmente com a atividade de E&P, nomeadamente no Brasil. Os custos com o pessoal aumentaram €19 m, depois de no quarto trimestre do ano anterior terem sido positivamente influenciados pela renegociação de contratos de seguros de saúde e respetivo efeito do recálculo atuarial.

O Ebitda foi de €271 m, um aumento de 16% face ao quarto trimestre de 2012, na sequência da melhoria do desempenho dos segmentos de negócio de E&P e G&P.

O Ebit foi de €149 m, em linha com o período homólogo, influenciado pelo aumento das depreciações e amortizações, sobretudo nos segmentos de negócio de E&P e R&D.

Os resultados de empresas associadas mantiveram-se em linha com o quarto trimestre de 2012, nos €16 m, tendo a contribuição dos gasodutos internacionais sido de €12 m.

Os resultados financeiros foram negativos em €31 m, uma melhoria de €5 m face ao quarto trimestre de 2012. A evolução dos resultados financeiros refletiu sobretudo a evolução de diferenças cambiais, que foram praticamente nulas, ao contrário do que aconteceu no quarto trimestre de 2012, em que

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

foram negativas em €9 m. De destacar que, a partir do segundo trimestre de 2013, os juros relativos ao investimento no projeto de conversão da refinaria de Sines deixaram de ser capitalizados na sequência do arranque operacional do complexo de *hydrocracking*.

O imposto sobre o rendimento foi de €31 m, dos quais €26 m corresponderam a impostos relativos aos contratos de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural em Angola e no Brasil. A taxa efetiva de imposto foi de 23%, em linha com o quarto trimestre de 2012 e influenciada por uma reversão de imposto relativo à atividade em Angola, IRP, e pelo facto do imposto em Angola ser pago ao nível do *profit oil* e não ao nível do Ebt.

Os minoritários foram de €13 m, menos €2 m do que no quarto trimestre de 2012.

O resultado líquido no quarto trimestre de 2013 foi de €92 m, um aumento de 10% face ao quarto trimestre de 2012.

O resultado líquido RC no quarto trimestre de 2013 foi de €65 m, tendo sido negativamente afetado por efeitos não recorrentes relativos sobretudo à devolução da área de Bem-te-vi no bloco BM-S-8 no Brasil, e à contabilização de custos financeiros relacionados com a amortização antecipada de um empréstimo, realizada no quarto trimestre de 2013.

DOZE MESES

No ano de 2013 as vendas e prestações de serviços aumentaram 6% em relação a 2012, devido essencialmente ao aumento do volume de vendas de produtos petrolíferos, da produção de petróleo e gás natural, e dos volumes vendidos de gás natural e GNL.

Os custos operacionais aumentaram 6% face a 2012, na sequência principalmente do aumento dos custos variáveis relativos a fornecimentos e serviços externos resultante do aumento dos custos com a atividade de produção de petróleo e gás natural e com a atividade de transporte de produtos

petrolíferos. Os custos com o pessoal registaram um aumento de €28 m, devido ao efeito contabilizado unicamente no quarto trimestre de 2012 referente à renegociação e ao recálculo atuarial dos contratos de seguros de saúde.

O Ebitda ascendeu a €1.141 m, um aumento de 11% face aos doze meses de 2012, no seguimento da melhoria do desempenho principalmente dos segmentos de negócio de E&P e G&P.

O Ebit foi de €590 m, 2% abaixo do registado nos doze meses de 2012, consequência do aumento das depreciações e amortizações, principalmente nos segmentos de negócio de E&P e R&D.

O contributo das empresas associadas foi de €64 m, uma descida de €9 m face a 2012, influenciada principalmente pela consolidação integral da empresa Setgás a partir do terceiro trimestre de 2012 e da venda de 4,6% na empresa EMPL no terceiro trimestre de 2012. Os gasodutos internacionais contribuíram €50 m para o resultado de empresas associadas.

Os resultados financeiros agravaram-se €42 m face a 2012 e foram negativos em €121 m, na sequência da diminuição dos juros capitalizados e das diferenças de câmbio desfavoráveis de cerca de €9 m face às diferenças de câmbio favoráveis de €2 m em 2012. A diminuição dos juros capitalizados deveu-se ao facto de que a partir do segundo trimestre de 2013, os juros relativos ao investimento no projeto de conversão da refinaria de Sines deixaram de ser capitalizados na sequência do arranque operacional do complexo de *hydrocracking*.

O imposto sobre o rendimento foi de €168 m, dos quais €95 m corresponderam a impostos relativos aos contratos de concessão de exploração e produção de petróleo em Angola e no Brasil. A taxa efetiva de imposto foi de 31%, em linha com 2012.

No seguimento do aumento de capital subscrito pela Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil e empresas

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

relacionadas, em março de 2012, os interesses minoritários atingiram os €55 m em 2013, um aumento de €3 m face ao ano de 2012.

Assim, o resultado líquido nos doze meses de 2013 foi de €310 m, menos 14% do que em 2012.

O resultado líquido RC em 2013 atingiu os €251 m, refletindo o impacto de eventos não recorrentes negativos de €59 m, relativos essencialmente a imparidades referentes a poços secos e não comerciais, à devolução da área de Bem-te-vi no

bloco BM-S-8 no Brasil, e à contabilização de custos relacionados com a amortização antecipada de um empréstimo, realizada no quarto trimestre de 2013. Estes efeitos negativos não foram compensados pela mais-valia de €52 m decorrente da venda da participação na empresa CLH no terceiro trimestre de 2013 e pelo recebimento da indemnização de seguros relativo ao incidente da refinaria de Sines, ocorrido em 2009, no montante de €11 m, também contabilizados como não recorrente.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

3.2. INVESTIMENTO

€ m

Quarto Trimestre					Doze meses			
2012	2013	Var.	% Var.		2012	2013	Var.	% Var.
229	166	(62)	(27,3%)	Exploração & Produção	633	723	90	14,2%
88	51	(37)	(42,1%)	Atividades de exploração e avaliação	256	279	23	9,0%
141	115	(25)	(18,1%)	Atividades de desenvolvimento e produção	377	444	67	17,7%
55	57	3	4,8%	Refinação & Distribuição	162	153	(8)	(5,1%)
23	11	(12)	(51,3%)	Gas & Power	63	85	22	34,4%
1	1	(0)	(37,8%)	Outros	4	1	(2)	(58,2%)
308	236	(72)	(23,5%)	Investimento¹	862	963	101	11,8%

¹Valores relativos ao ano de 2012 foram alterados de modo a excluir os juros capitalizados.

QUARTO TRIMESTRE

O investimento no quarto trimestre de 2013 foi de €236 m, dos quais €166 m, ou cerca de 70% do total, se destinaram ao negócio de E&P.

Do investimento no negócio de E&P no trimestre, cerca de 55% destinou-se a atividades de desenvolvimento no campo Lula/Iracema, no bloco BM-S-11, no Brasil, nomeadamente à perfuração de poços de desenvolvimento e à construção de unidades FPSO e de sistemas subaquáticos.

O investimento em atividades de exploração e avaliação atingiu cerca de €50 m no trimestre, tendo sido principalmente canalizado para a campanha de exploração na bacia *offshore* de Potiguar, com a perfuração do poço Pitú, e para a conclusão do poço de avaliação Iara HA, na bacia de Santos.

O investimento nos negócios de R&D e G&P atingiu um total de €69 m no último trimestre do ano e destinou-se sobretudo a atividades de manutenção e de segurança nos negócios de refinação e de distribuição de produtos petrolíferos bem como a atividades de expansão e manutenção da infraestrutura de gás natural.

DOZE MESES

O investimento nos doze meses de 2013 foi de €963 m, dos quais 75% foram canalizados para o negócio de E&P.

O investimento em atividades de desenvolvimento, sobretudo no campo Lula/Iracema no bloco BM-S-11, representou cerca de 60% do total investido no segmento de negócio de E&P. Os restantes 40% destinaram-se à campanha de exploração e avaliação intensiva que a Galp Energia realizou durante o ano, com destaque para as atividades de exploração na Namíbia e na bacia de Potiguar no Brasil, e para a perfuração de poços de exploração e avaliação na área 4 da bacia do Rovuma, em Moçambique.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €238 m no ano de 2013. Este montante foi principalmente afeto a atividades de manutenção e segurança, mas também à finalização do projeto da cogeração da refinaria de Matosinhos e ao investimento em *cushion gas* para uma nova caverna de armazenamento de gás natural, tendo estes dois investimentos atingindo um montante de €58 m.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

3.3. CASH FLOW

€ m (valores em IFRS)

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2012	2013		2012	2013
48	116	Ebit	559	401
25	20	Dividendos de empresas associadas	65	64
107	138	Depreciações e amortizações	426	585
(14)	110	Variação de fundo de maneio	(474)	30
166	384	Cash flow gerado pelas atividades operacionais	577	1.081
(294)	(245)	Investimento líquido ¹	2.065	(854)
(42)	(61)	Juros pagos e recebidos	(144)	(176)
(59)	(24)	Impostos	(131)	(154)
(3)	1	Dividendos pagos	(270)	(222)
(96)	(37)	Outros	(290)	(152)
(328)	18	Cash flow	1.807	(476)

¹ O montante de €2.065 m inclui €2.946 m resultantes do aumento de capital na Petrogal Brasil e empresas relacionadas, subscrito pela Sinopec em 2012. Em 2013 inclui o montante de €111 m da venda da participação de 5% na empresa CLH.

QUARTO TRIMESTRE

Apesar do investimento em ativo fixo, principalmente nas atividades de E&P, o *cash flow* gerado no período foi positivo em €18 m, o que se deveu sobretudo ao desinvestimento em fundo de maneio.

O desinvestimento de €110 m em fundo de maneio no quarto trimestre de 2013, vem na sequência não só do desinvestimento em *stocks*, por via da redução das quantidades e preços dos produtos petrolíferos, mas também pelo aumento do saldo de fornecedores.

DOZE MESES

O *cash flow* nos doze meses de 2013 foi negativo em €476 m, sobretudo devido ao investimento em ativo fixo realizado no período.

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais foi de €1.081 m, tendo sido positivamente influenciado por desinvestimento em fundo de maneio, nomeadamente *stocks* de produtos petrolíferos.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

3.4. SITUAÇÃO FINANCEIRA

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2012	30 setembro, 2013	31 dezembro, 2013	Variação vs. 31 dez., 2012	Variação vs. 30 set., 2013
Ativo não corrente	6.599	6.833	6.883	284	50
Outros ativos (passivos)	(451)	(420)	(460)	(9)	(39)
Empréstimo à Sinopec ¹	931	886	871	(60)	(14)
Fundo de maneoio ¹	1.324	1.404	1.294	(30)	(110)
Capital empregue	8.403	8.703	8.589	186	(114)
Dívida de curto prazo	1.106	617	373	(732)	(244)
Dívida de médio-longo prazo	2.477	3.238	3.304	826	66
Dívida total	3.583	3.855	3.677	94	(178)
Caixa e equivalentes	1.886	1.664	1.504	(382)	(160)
Dívida líquida	1.697	2.191	2.173	476	(18)
Total do capital próprio	6.706	6.512	6.416	(290)	(96)
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.403	8.703	8.589	186	(114)
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec	766	1.305	1.302	536	(3)

¹ A 31 de dezembro de 2012, o montante do empréstimo à Sinopec foi alterado de €918 m para €931 m, de modo a incluir o montante de curto prazo daquele empréstimo, que se encontrava registado em fundo de maneoio, que passou de €1.338 m para €1.324 m.

A 31 de dezembro de 2013, o ativo não corrente era de €6.883 m, um acréscimo de €50 m face a setembro de 2013, principalmente na sequência do investimento no quarto trimestre do ano, ainda que influenciado negativamente por amortizações e imparidades relacionadas sobretudo com a devolução da área Bem-te-vi no segmento de negócio de E&P.

O capital empregue no final de 2013 era de €8.589 m, incluindo o empréstimo concedido à Sinopec na sequência do aumento de capital na Petrogal Brasil e empresas relacionadas, cujo saldo correspondia a €871 m a 31 de dezembro de 2013.

3.5. DÍVIDA FINANCEIRA

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2012		30 setembro, 2013		31 dezembro, 2013		Variação vs. 31 dez., 2012		Variação vs. 30 set., 2013	
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo
Obrigações	566	619	330	1.487	147	1.839	(419)	1.220	(183)	352
Dívida bancária	539	1.609	287	1.360	227	1.075	(313)	(534)	(61)	(285)
Papel comercial	-	250	-	391	-	390	-	140	-	(1)
Caixa e equivalentes	(1.886)	-	(1.664)	-	(1.504)	-	382	-	160	-
Dívida líquida	1.697	2.191	2.173	2.173	476	(18)				
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	766	1.305	1.302	1.302	536	(3)				
Vida média (anos)	2,6	3,3	3,6	3,6	1,04	0,34				
Dívida líquida para Ebitda	1,7x	2,0x	1,9x	1,9x	0,2x	(0,1)x				
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec para Ebitda ¹	0,7x	1,2x	1,1x	1,1x	0,4x	(0,0)x				

¹ A 31 de dezembro de 2012, o montante da dívida líquida incluindo o empréstimo à Sinopec foi alterado de €780 m para €766 m, na sequência da reclassificação do montante de curto prazo daquele empréstimo no montante de €14 m, o qual era anteriormente contabilizado em fundo de maneoio.

A dívida líquida era de €2.173 m a 31 de dezembro de 2013, em linha com o final do terceiro trimestre de 2013, uma vez que o *cash flow* gerado no período foi suficiente para cobrir o investimento efetuado.

A dívida líquida ajustada foi de €1.302 m, considerando como caixa e equivalentes os €871 m relativos ao empréstimo concedido à Sinopec.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

O rácio dívida líquida para Ebitda era, no final de 2013, de 1,1x, considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

No final de 2013, 33% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. A dívida de médio e longo prazo representava 90% do total, mais 6 p.p. que no final de setembro, resultado dos refinanciamentos da dívida realizados durante o quarto trimestre de 2013.

Com efeito, no quarto trimestre de 2013, a Galp Energia emitiu títulos de dívida num montante de €500 m ao abrigo do programa de Euro Medium Term Note Programme (EMTN), anunciado em novembro. Esta primeira emissão de dívida da Empresa no mercado de capitais contribuiu assim para a diversificação das fontes de financiamento, para o prolongamento do prazo médio da dívida e para a redução do custo médio de financiamento.

No final de 2013, o custo médio da dívida era de 4,4%, enquanto a dívida de médio e longo prazo tinha um prazo médio de 3,6 anos.

Durante o ano de 2013, a Galp Energia emitiu dívida no montante global de €2,2 bn, com vencimentos entre os 4 e os 6 anos.

Assim, e conforme o perfil de reembolso da dívida a 31 de dezembro de 2013, abaixo ilustrado, a Galp

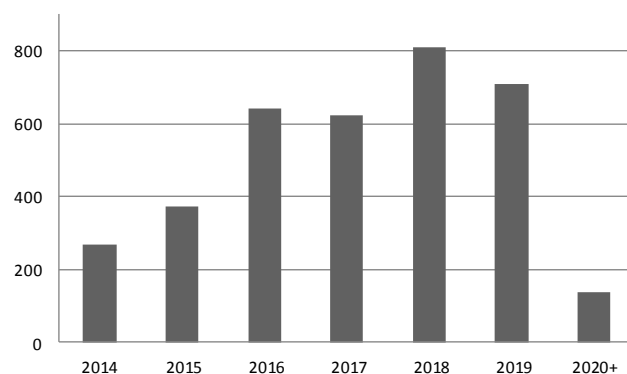
Energia tem vindo a prolongar o prazo médio da dívida contratada, de modo a alinhar o perfil de reembolso com o perfil esperado de *cash flow* gerado pela Empresa.

A 31 de dezembro de 2013, a caixa e equivalentes líquidos atribuíveis aos interesses minoritários era de €64 m, estando a maior parte deste montante contabilizada na subsidiária Petrogal Brasil.

No final de 2013, a Galp Energia tinha linhas de crédito contratadas mas não utilizadas de €1,2 bn. Deste montante, 25% estava firmado com bancos internacionais e 60% estava garantido contratualmente.

PERFIL DE REEMBOLSO DA DÍVIDA A 31 DE DEZEMBRO DE 2013

€ m



4. PREVISÕES DE CURTO PRAZO

Este capítulo do relatório tem como objetivo divulgar a visão da Galp Energia sobre algumas variáveis chave que influenciam o seu desempenho operacional no curto prazo. No entanto, nem todas estas variáveis são controladas pela Galp Energia, uma vez que algumas são exógenas.

ENVOLVENTE DE MERCADO

Durante o primeiro trimestre de 2014, a Galp Energia antecipa que o preço do *dated Brent* se mantenha sustentado em cerca de \$106/bbl, dado o atual balanceamento entre a oferta e a procura.

A margem de refinação *benchmark* no primeiro trimestre de 2014 deverá registar uma descida face ao quarto trimestre de 2013, na sequência principalmente da evolução negativa do *crack* do gasóleo, o qual deverá ser impactado pelas exportações provenientes dos EUA, Rússia e Médio Oriente. Por outro lado, o *crack* da gasolina deverá apresentar uma recuperação, na sequência do início da época de manutenção das refinarias nos EUA.

ATIVIDADE OPERACIONAL

No segmento de negócio de E&P, a produção *working interest* de petróleo e de gás natural no primeiro trimestre de 2014 deverá atingir cerca de 26 kboepd. A produção será positivamente influenciada pelo contributo do *ramp up* de produção do segundo produtor na área de Lula NE, ligado à FPSO Cidade de Paraty, ainda que seja expectável a suspensão da operação deste poço no final do trimestre para instalação da BSR Norte. A produção da FPSO Cidade de Angra dos Reis deverá aumentar face ao trimestre anterior, ainda que impactada por atividades de manutenção previstas com a duração de 10 dias para troca das membranas de CO₂. Adicionalmente, o primeiro trimestre terá ainda a contribuição da produção dos EWT em curso nas áreas de Lula Central e de Lula Sul. Em Angola, a produção será impactada pelo declínio natural dos campos em produção e pela desmobilização da FPSO Kuito, que ocorreu em dezembro de 2013.

No segmento de negócio de R&D, prevê-se que o volume de crude processado no primeiro trimestre de 2014 seja inferior ao processado no quarto trimestre de 2013, na sequência de uma paragem geral planeada na refinaria de Sines, incluindo o complexo de *hydrocracking*, para execução de atividades de manutenção. É expectável que a paragem tenha início no princípio de março e tenha uma duração de cerca de 45 dias.

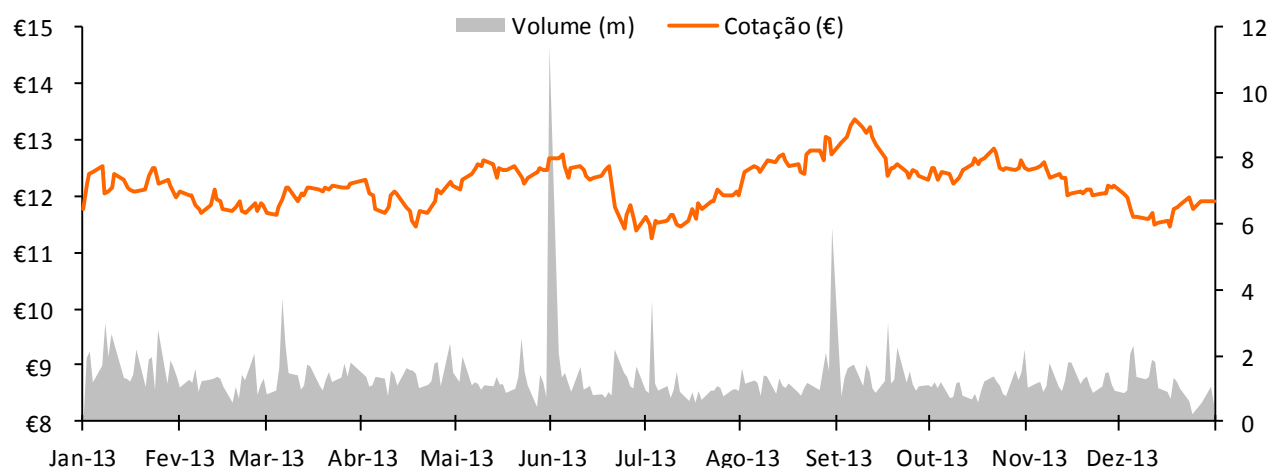
As vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos na Península Ibérica deverão aumentar no primeiro trimestre de 2014, face ao período homólogo de 2013, devido à expectativa de uma recuperação da procura neste mercado.

No segmento de G&P, antecipa-se que os volumes vendidos de gás natural no primeiro trimestre de 2014 se mantenham em linha com os volumes do quarto trimestre de 2013, suportados por uma atividade de supply & trading de GNL robusta.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

AÇÃO GALP ENERGIA

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2013, a ação da Galp Energia desvalorizou 3%, tendo encerrado o período a cotar em €11,92. A cotação máxima durante o quarto trimestre de 2013 foi de €12,97, enquanto a cotação mínima foi de €11,42. Desde a oferta pública inicial a 23 de outubro de 2006 até ao final de dezembro de 2013, a ação Galp Energia teve um desempenho positivo e valorizou cerca de 105%.

Durante o quarto trimestre do ano, foram transacionadas cerca de 166 m de ações. No período, foram transacionadas 57 m em OTC (over-the-counter) e 109 m em mercados regulamentados, dos quais 74 m na NYSE Euronext Lisbon. O volume médio diário total nos mercados regulamentados foi de 1,7 m de ações, dos quais 1,2 m na NYSE Euronext Lisbon.

No final do quarto trimestre de 2013, a capitalização bolsista da Galp Energia situava-se nos €9,9 bn.

DOZE MESES

Durante o ano de 2013, a ação Galp Energia valorizou 1%, com o volume transacionado a atingir os 1.265 m de ações. No período, foram transacionadas 763 m em OTC e 502 m de ações em mercados regulamentados, dos quais 341 m na NYSE Euronext Lisbon. O volume médio diário total nos mercados regulamentados foi de 1,9 m de ações, incluindo 1,3 m de ações transacionadas através da NYSE Euronext Lisbon. De destacar que o volume transacionado foi positivamente influenciado pela colocação no mercado, por parte da Eni, de uma participação de 8% no segundo trimestre de 2013.

Principais indicadores			
	2012	4T13	2013
Min (€)	8,33	11,42	10,76
Max (€)	13,78	12,97	13,40
Média (€)	11,79	12,18	12,19
Cotação de fecho (€)	11,76	11,92	11,92
Volume (m ações) ¹	321,6	73,6	340,5
Volume médio por dia (m ações) ¹	1,3	1,2	1,3
Capitalização bolsista (€m)	9.752	9.881	9.881

¹ NYSE Euronext Lisbon.

INFORMAÇÃO ADICIONAL

1. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas e não auditadas da Galp Energia relativas aos doze meses findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 foram elaboradas em conformidade com as IFRS. A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 e para os doze meses findos nestas datas. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de dezembro e 30 de setembro de 2013, e de 31 de dezembro de 2012.

As demonstrações financeiras da Galp Energia são elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (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 RC.

ALTERAÇÕES RECENTES

A Galp Energia alterou, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2013, a forma de reconhecimento da provisão para abandono de ativos de produção de petróleo e gás natural. As responsabilidades passaram a ser reconhecidas na totalidade, por contrapartida de um ativo, o qual passará a ser amortizado de acordo com a taxa UOP, à semelhança do procedimento anterior. Assim, o impacto em resultados desta alteração traduz-se na utilização da rubrica de amortizações, em vez de provisões, com efeito neutro. Esta alteração não foi repercutida nas demonstrações financeiras relativas ao quarto trimestre e aos doze meses de 2012.

Com efeitos a 1 de janeiro de 2013, a Galp Energia passou a reconhecer em resultados financeiros o custo líquido dos juros relacionados com os planos pós-emprego de benefícios definidos, anteriormente reconhecidos na rubrica de custos com o pessoal. Esta alteração foi repercutida nas demonstrações financeiras relativas ao quarto trimestre e aos doze meses de 2012, de modo a tornar os períodos comparáveis.

A Galp Energia concluiu no dia 1 de agosto de 2012 a aquisição de uma participação de 21,9% na concessionária regulada de distribuição de gás natural Setgás, passando a deter 66,9% do capital social desta empresa. A Galp Energia começou, a partir desta data, a consolidar integralmente a empresa Setgás, que era anteriormente contabilizada nos resultados de empresas associadas. Esta alteração não foi repercutida nas demonstrações financeiras relativas aos doze meses de 2012.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

2. RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

2.1. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

Quarto Trimestre					2013	Doze Meses				
Ebitda	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
255	19	274	(3)	271	Ebitda	1.041	91	1.133	8	1.141
110	-	110	(0)	109	E&P	395	-	395	0	396
49	21	69	(2)	67	R&D	216	91	308	7	315
95	(2)	93	0	93	G&P	412	(0)	411	0	412
2	0	2	-	2	Outros	18	-	18	0	18

Quarto Trimestre					2012	Doze Meses				
Ebitda	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
170	51	221	13	234	Ebitda	1.054	(33)	1.022	11	1.032
76	-	76	1	77	E&P	367	-	367	7	373
26	57	83	(3)	80	R&D	344	(25)	320	(11)	308
77	(5)	72	15	87	G&P	344	(8)	336	15	350
(10)	-	(10)	0	(10)	Outros	(1)	-	(1)	1	(0)

2.2. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

Quarto Trimestre					2013	Doze Meses				
Ebit	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
116	19	135	14	149	Ebit	401	91	493	97	590
72	-	72	18	91	E&P	143	-	143	89	231
(34)	21	(13)	(5)	(18)	R&D	(97)	91	(5)	8	3
77	(2)	75	1	75	G&P	340	(0)	340	0	340
1	0	1	-	1	Outros	15	-	15	0	15

Quarto Trimestre					2012	Doze Meses				
Ebit	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
48	51	100	47	147	Ebit	559	(33)	526	76	602
55	-	55	17	72	E&P	193	-	193	52	245
(42)	57	15	6	21	R&D	100	(25)	75	0	75
46	(5)	41	24	65	G&P	271	(8)	262	22	285
(11)	-	(11)	0	(11)	Outros	(5)	-	(5)	1	(4)

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

3. VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇO REPLACEMENT COST AJUSTADAS

€ m

Quarto Trimestre					Doze meses			
2012	2013	Var.	% Var.		2012	2013	Var.	% Var.
4.231	4.717	486	11,5%	Vendas e prestações de serviços RCA	18.507	19.620	1.113	6,0%
137	135	(2)	(1,6%)	Exploração & Produção ¹	475	554	79	16,7%
3.548	3.846	298	8,4%	Refinação & Distribuição	15.570	16.416	846	5,4%
720	875	154	21,4%	Gas & Power	2.919	3.287	368	12,6%
24	30	5	22,9%	Outros	115	120	4	3,8%
(198)	(168)	31	15,4%	Ajustamentos de consolidação	(572)	(756)	(185)	(32,3%)

¹ Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €579 m e €160 m, em 2013 e no quarto trimestre de 2013, respetivamente.

4. EVENTOS NÃO RECORRENTES

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2012	2013		2012	2013
		Exclusão de eventos não recorrentes		
(0,0)	(0,1)	Ganhos / perdas na alienação ativos	(0,0)	(0,1)
0,6	(0,4)	Write-off ativos	0,6	0,3
15,1	19,1	Imparidade de ativos	44,8	87,1
-	0,1	Provisão para Meio Ambiente e Outras	-	0,1
1,0	(0,2)	Provisão para contas a receber	1,0	1,4
(0,0)	-	Outros FSE - Estudos com aumento capital Brasil	5,9	-
16,7	18,5	Eventos não recorrentes do Ebit	52,3	88,7
-	21,5	Outros resultados financeiros	-	21,5
16,7	40,0	Eventos não recorrentes antes de impostos	52,3	110,1
(5,0)	(4,9)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(16,0)	(8,5)
(1,8)	(2,8)	Interesses minoritários	(5,6)	(5,0)
9,9	32,3	Total de eventos não recorrentes	30,6	96,6

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2012	2013		2012	2013
		Exclusão de eventos não recorrentes		
0,2	-	Imparidade Stock - valor Terreno Soturis	0,2	-
(0,3)	(1,0)	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(1,3)	(0,7)
(1,0)	(0,5)	Ganhos / perdas na alienação de ativos	(2,6)	(1,1)
1,3	0,0	Write-off ativos	1,4	0,8
-	-	Multas	-	2,6
13,5	1,7	Rescisão contratos pessoal	16,1	17,3
-	(2,5)	Indemnização de seguros: Incêndio Refinaria de Sines	-	(11,4)
0,1	(1,5)	Provisão para meio ambiente e outras	0,2	(0,0)
0,6	(4,5)	Provisão para contas a receber	3,4	(3,4)
8,1	3,1	Imparidade de ativos	8,1	4,3
(12,0)	-	Ajustamento da tarifa do vapor para o G&P	(12,0)	-
(4,7)	-	Venda Platina	(13,3)	-
5,8	(5,1)	Eventos não recorrentes do Ebit	0,2	8,4
-	-	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	-	(52,1)
(0,2)	-	Goodwill aumento participação na Setgas	(1,3)	-
1,2	-	Imparidade goodwill Empresas Espanha (Madrilenas)	1,2	-
6,8	(5,1)	Eventos não recorrentes antes de impostos	0,1	(43,6)
(5,3)	(0,7)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(3,1)	5,5
1,5	(5,8)	Total de eventos não recorrentes	(3,0)	(38,1)

GAS & POWER

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2012	2013		2012	2013
		Exclusão de eventos não recorrentes		
0,0	0,0	Ganhos / perdas na alienação de ativos	-	0,0
0,2	0,0	Write-off ativos	0,2	0,0
-	(0,0)	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	-	(0,0)
2,5	0,1	Rescisão contratos pessoal	2,6	0,2
0,0	-	Provisão para meio ambiente e outras	(1,7)	-
9,4	0,5	Imparidade de ativos	9,4	(0,1)
12,0	-	Ajustamento da tarifa do vapor do R&D	12,0	-
24,1	0,6	Eventos não recorrentes do Ebit	22,5	0,1
-	-	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	(5,4)	0,1
(0,2)	-	Goodwill aumento participação na Setgas	(3,7)	-
23,8	0,6	Eventos não recorrentes antes de impostos	13,3	0,2
(0,8)	(0,1)	Imposto sobre eventos não recorrentes	1,3	(0,0)
23,1	0,4	Total de eventos não recorrentes	14,6	0,2

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

OUTROS

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2012	2013		2012	2013
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	-	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(0,1)	-
0,4	-	Rescisão contratos pessoal	0,8	0,1
0,4	-	Eventos não recorrentes do Ebit	0,7	0,1
0,4	-	Eventos não recorrentes antes de impostos	0,7	0,1
(0,1)	-	Impostos sobre eventos não recorrentes	(0,2)	(0,0)
0,3	-	Total de eventos não recorrentes	0,5	0,1

RESUMO CONSOLIDADO

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2012	2013		2012	2013
		Exclusão de eventos não recorrentes		
0,2	-	Imparidade Stock - valor Terreno Soturis	0,2	-
(0,3)	(1,0)	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(1,4)	(0,7)
(1,0)	(0,6)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(2,6)	(1,2)
2,1	(0,3)	Write-off ativos	2,2	1,1
(4,7)	-	Venda Platina	(13,3)	-
16,4	1,8	Rescisão contratos pessoal	19,5	17,7
-	(2,5)	Indemnização de seguros: Incêndio Refinaria de Sines	-	(11,4)
0,1	(1,5)	Provisão para meio ambiente e outras	(1,5)	0,0
1,6	(4,7)	Provisão para contas a receber	4,4	(2,0)
32,6	22,7	Imparidade de ativos	62,3	91,3
-	-	Multas	-	2,6
(0,0)	-	Outros FSE - Estudos com aumento capital Brasil	5,9	-
46,9	13,9	Eventos não recorrentes do Ebit	75,7	97,3
-	-	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	(5,4)	(51,9)
(0,5)	-	Goodwill aumento participação na Setgas	(5,1)	-
1,2	-	Imparidade goodwill Empresas Espanha (Madrilenas)	1,2	-
-	21,5	Outros resultados financeiros	-	21,5
47,7	35,4	Eventos não recorrentes antes de impostos	66,4	66,9
(11,2)	(5,7)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(18,1)	(3,1)
(1,8)	(2,8)	Interesses minoritários	(5,6)	(5,0)
34,7	26,9	Total de eventos não recorrentes	42,7	58,8

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

5. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

5.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IFRS

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2012	2013		2012	2013
		Proveitos operacionais		
4.113	4.576	Vendas	18.041	19.101
118	141	Serviços prestados	466	519
46	29	Outros rendimentos operacionais	137	146
4.277	4.746	Total de proveitos operacionais	18.644	19.767
		Custos operacionais		
(3.734)	(4.098)	Inventários consumidos e vendidos	(16.196)	(17.208)
(262)	(286)	Materiais e serviços consumidos	(990)	(1.069)
(81)	(86)	Gastos com o pessoal	(321)	(347)
(30)	(21)	Outros gastos operacionais	(83)	(101)
(4.107)	(4.491)	Total de custos operacionais	(17.590)	(18.725)
170	255	Ebitda	1.054	1.041
(107)	(138)	Gastos com amortizações e depreciações	(426)	(585)
(14)	(1)	Provisões e imparidade de contas a receber	(69)	(55)
48	116	Ebit	559	401
16	16	Resultados de empresas associadas	78	64
(1)	0	Resultados de investimentos	4	52
		Resultados financeiros		
32	30	Rendimentos financeiros	85	110
(57)	(88)	Gastos financeiros	(166)	(255)
(9)	(0)	Ganhos (perdas) cambiais	2	(9)
(2)	6	Rendimentos de instrumentos financeiros	1	13
(0)	(0)	Outros ganhos e perdas	(2)	(1)
27	81	Resultados antes de impostos	561	375
(2)	(22)	Imposto sobre o rendimento	(171)	(136)
25	59	Resultado antes de interesses minoritários	390	239
(13)	(10)	Resultado afeto aos interesses minoritários	(47)	(50)
13	49	Resultado líquido	343	189
0,02	0,06	Resultado por ação (valor em Euros)	0,41	0,23

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

5.2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

€ m	31 dezembro, 2012	30 setembro, 2013	31 dezembro, 2013
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	4.490	4.577	4.565
Goodwill	232	232	233
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.458	1.525	1.545
Participações financeiras em associadas	399	474	516
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Ativos disponíveis para venda	-	-	-
Outras contas a receber ²	1.078	912	944
Ativos por impostos diferidos	252	290	271
Outros investimentos financeiros	19	27	25
Total de ativos não correntes	7.932	8.040	8.102
Ativo corrente			
Inventários	1.976	1.967	1.846
Clientes	1.351	1.314	1.327
Outras contas a receber	755	1.060	936
Outros investimentos financeiros	7	4	10
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	(0)	(0)	(0)
Caixa e seus equivalentes	1.887	1.663	1.503
Total do ativos correntes	5.976	6.009	5.622
Total do ativo	13.909	14.048	13.723
Total do ativo	13.909	14.048	13.723
Exploração & Produção	6.234	5.959	5.073
Refinação & Distribuição	7.401	7.346	6.850
Gas & Power	2.575	2.663	2.674
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prêmios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(48)	(182)	(284)
Outras reservas	2.685	2.684	2.680
Reservas de cobertura	(6)	(3)	(1)
Resultados acumulados	1.516	1.676	1.666
Resultado líquido do período	343	140	189
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	5.401	5.228	5.161
Interesses minoritários	1.305	1.284	1.255
Total do capital próprio	6.706	6.512	6.416
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.858	1.751	1.465
Empréstimos obrigacionistas	619	1.487	1.839
Outras contas a pagar	534	576	545
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	327	320	338
Passivos por impostos diferidos	131	135	129
Outros instrumentos financeiros	7	3	2
Provisões	138	174	154
Total do passivo não corrente	3.614	4.447	4.471
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	539	287	227
Empréstimos obrigacionistas	566	330	147
Fornecedores	1.469	1.466	1.510
Outras contas a pagar	1.005	1.004	943
Outros instrumentos financeiros	9	3	10
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	0	(0)	(0)
Total do passivo corrente	3.588	3.090	2.836
Total do passivo	7.203	7.537	7.307
Total do capital próprio e do passivo	13.909	14.048	13.723

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

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

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

DEFINIÇÕES

Crack spread

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% Brent dated, +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.; C&Q: 7,9%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2013: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 6,80\$/ton. Rendimentos mássicos.

MARGEM *CRACKING* DE ROTERDÃO

Margem *cracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated* Brent, +2,3% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +25,4% 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 Brent; Frete 2013: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,80/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 2013: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,80/t. Rendimentos mássicos.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2013

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 – Quarto trimestre e doze meses de 2013

ABREVIATURAS:

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil

APETRO: Associação portuguesa de Empresas petrolíferas

bbl: barril de petróleo

BBLT: Benguela, Belize, Lobito e Tomboco

Bg: Barges

bn: *billion*, ou seja, mil m

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 productos petrolíferos*

CO₂: Dióxido de carbono

D&A: Depreciações e amortizações

\$: Dólar dos Estados Unidos

DST: *Drill Stem Test*

E&P: Exploração & Produção

EUA: Estados Unidos da América

€: Euro

EWT: *Extended Well Test*

FCC: *Fluid Catalytic Cracking*

FOB: *Free on Board*

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

GNL: Gás natural liquefeito

G&P: Gas & Power

GWh: *Gigawatt hour*

IAS: International Accounting Standards

IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IFRS: *International Financial Reporting Standards*

IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo

LSFO: *Low sulphur fuel oil*

k: mil

kbbbl: milhares de barris

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kboepd: milhares de barris de petróleo por dia

m: milhão

m³: metro cúbico

mbbl: m de barris

mm³: m de metros cúbicos

mt: m de toneladas

NBP: *National Balancing Point*

NYSE: New York Stock Exchange

OTC: *Over-The-Counter*

PM UL: *Premium unleaded*

p.p.: pontos percentuais

PSA: Contrato de partilha de produção

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

Ton: toneladas

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

WAG: *Water alternating gas injection*

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 setor; 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

Tiago Villas-Boas, Diretor
Catarina Aguiar Branco
Cátia Lopes
Maria Borrega
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