



RESULTADOS

QUARTO TRIMESTRE E DOZE MESES DE 2014



Um operador integrado de energia focado na exploração e produção

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

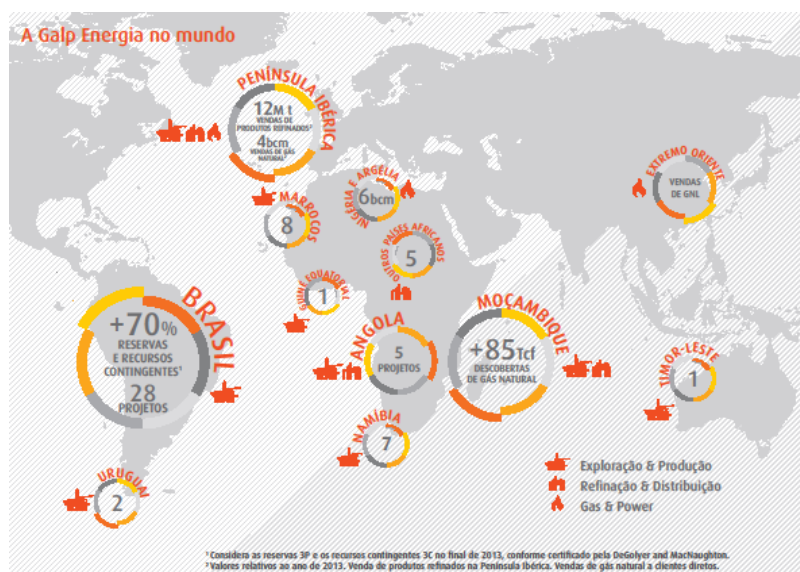


Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

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.galpenenergia.com.

ÍNDICE

Sumário executivo.....	4
Principais indicadores	5
Atividades de Exploração & Produção	5
Desempenho operacional e financeiro.....	10
1. Envolvente de mercado	10
2. Desempenho operacional	12
2.1. Exploração & Produção	12
2.2. Refinação & Distribuição	15
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 quarto trimestre de 2014, a Galp Energia deu continuidade à implementação da sua estratégia, num contexto de queda acentuada do preço do petróleo. Apesar de a estratégia da Empresa se encontrar sobretudo focada no crescimento do negócio de Exploração & Produção (E&P), os seus negócios de Refinação & Distribuição (R&D) e de Gas & Power (G&P) garantem-lhe um perfil integrado, e contribuíram para a melhoria do desempenho operacional no período.

Durante o trimestre, destacam-se as atividades de E&P realizadas no Brasil.

No que respeita as atividades de exploração e avaliação, a Galp Energia e seus parceiros no bloco BM-S-8 concluíram a primeira fase da perfuração do poço Carcará Extensão e iniciaram a perfuração do segundo poço de avaliação, Carcará Extensão-2, com o objetivo de avaliar o potencial de recursos na descoberta. Ainda na bacia de Santos, destaca-se a conclusão do *drill stem test* (DST) realizado no poço Bracuhy, no bloco BM-S-24.

Em dezembro, o consórcio para o desenvolvimento do bloco BM-S-11, submeteu à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a Declaração de Comercialidade (DoC) para a área de Iara, em conjunto com a área de Entorno de Iara (área prevista no contrato de Cessão Onerosa, 100% Petrobras).

As atividades de desenvolvimento prosseguiram durante o trimestre no bloco BM-S-11, no campo Lula/Iracema, destacando-se o início da produção, durante o mês de outubro, da FPSO Cidade de Mangaratiba (FPSO #3) na área de Iracema Sul. Após a interligação, em dezembro, do segundo poço produtor e do primeiro poço injetor, a FPSO #3 atingiu, já no início de 2015, uma produção de cerca de 65 kbopd.

Relativamente às atividades de *downstream* e gás, a Galp Energia continua focada na otimização das operações, com vista ao aumento do retorno sobre o capital empregue nestes negócios.

Não obstante o aumento da produção *net entitlement*, o negócio de E&P foi impactado pelo decréscimo dos preços médios de venda de petróleo e gás natural. Por outro lado, o aumento da margem de refinação e o aumento dos volumes de GNL vendidos contribuíram para que o Ebitda consolidado do Grupo no quarto trimestre de 2014, numa base *replacement cost* ajustada (RCA), aumentasse 47% em relação ao período homólogo de 2013, para €399 milhões (m).

O investimento no trimestre foi de €366 m, dos quais 86% destinaram-se a atividades de exploração e produção, nomeadamente de desenvolvimento do campo Lula/Iracema, no Brasil.

No final de dezembro de 2014, a dívida líquida situava-se em €2.520 m, ou em €1.630 m considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes. Neste caso, o rácio dívida líquida/Ebitda situava-se em 1,2x.

PRINCIPAIS DESTAQUES OPERACIONAIS NO QUARTO TRIMESTRE DE 2014

- A produção *net entitlement* de petróleo e gás natural foi de 33,4 kboepd, da qual a produção no Brasil representou 76%;
- A margem de refinação da Galp Energia foi de \$5,4/bbl, reflexo sobretudo da melhoria das margens de refinação no mercado internacional; o negócio de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para os resultados;
- As vendas de gás natural foram de 1.885 milhões de metros cúbicos (mm³), impulsionadas pelo aumento dos volumes de GNL transacionados no mercado internacional.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

PRINCIPAIS INDICADORES

INDICADORES FINANCEIROS

€ m (valores em RCA)

Quarto Trimestre					Doze Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
271	399	128	47,0%	Ebitda	1.141	1.314	173	15,2%
109	102	(8)	(6,9%)	Exploração & Produção	396	444	48	12,1%
64	191	127	s.s.	Refinação & Distribuição	311	412	101	32,4%
96	101	5	5,3%	Gas & Power	416	438	22	5,4%
149	258	109	73,1%	Ebit	590	775	185	31,3%
91	65	(26)	(28,4%)	Exploração & Produção	232	295	64	27,6%
(20)	105	125	s.s.	Refinação & Distribuição	5	99	94	s.s.
77	84	7	9,6%	Gas & Power	338	363	25	7,3%
92	137	45	49,3%	Resultado líquido	310	373	63	20,2%
236	366	131	55,5%	Investimento	963	1.143	180	18,6%
1.302	1.630	329	25,3%	Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec¹	1.302	1.630	329	25,3%
1,1x	1,2x	0,1x	s.s.	Dívida líquida incl. empréstimo à Sinopec para Ebitda¹	1,1x	1,2x	0,1x	s.s.

¹ Empréstimo à Sinopec considerado como caixa e equivalentes.

INDICADORES OPERACIONAIS

Quarto Trimestre					Doze Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
25,3	36,3	11,0	43,4%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	24,5	30,5	6,0	24,3%
21,9	33,4	11,5	52,5%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	20,8	27,1	6,2	29,8%
108,3	66,4	(41,9)	(38,7%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	100,8	88,7	(12,1)	(12,1%)
21.348	24.293	2.945	13,8%	Crude processado (kbbbl)	87.528	79.345	(8.183)	(9,3%)
1,7	5,4	3,6	s.s.	Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	2,2	3,3	1,1	52,3%
2,5	2,4	(0,1)	(5,6%)	Vendas <i>oil</i> clientes diretos (mt)	9,5	9,3	(0,2)	(2,3%)
1.131	968	(163)	(14,4%)	Vendas de gás natural a clientes diretos (mm ³)	4.056	3.759	(297)	(7,3%)
810	917	107	13,3%	Vendas de GN/GNL em <i>trading</i> (mm ³)	3.034	3.713	679	22,4%
486	375	(111)	(22,8%)	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	1.904	1.590	(314)	(16,5%)

INDICADORES DE MERCADO

Quarto Trimestre					Doze Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
109,2	76,6	(32,7)	(29,9%)	Preço médio do <i>dated</i> Brent ¹ (USD/bbl)	108,7	98,9	(9,7)	(8,9%)
(1,6)	(1,4)	0,2	12,6%	Diferencial do preço do crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(1,3)	(1,7)	(0,4)	(34,9%)
67,5	53,0	(14,4)	(21,4%)	Preço gás natural NBP do Reino Unido ³ (GBP/therm)	68,0	50,2	(17,8)	(26,2%)
17,9	11,6	(6,3)	(35,4%)	Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	16,6	13,9	(2,7)	(16,2%)
(0,1)	2,9	3,0	s.s.	Margem de refinação <i>benchmark</i> ⁴ (USD/bbl)	1,2	1,1	(0,0)	(3,2%)
15,1	14,9	(0,2)	(1,5%)	Mercado <i>oil</i> Ibérico ⁵ (mt)	58,6	58,8	0,2	0,4%
8.927	7.990	(937)	(10,5%)	Mercado gás natural Ibérico ⁶ (mm ³)	32.691	29.717	(2.973)	(9,1%)

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 dezembro de 2014.

⁶ Fonte: Galp Energia e Enagás.

ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Atividades de exploração e avaliação

BRASIL

No quarto trimestre de 2014, foi concluído o teste de formação realizado no poço Bracuhy, no bloco BM-S-24, localizado na bacia de Santos, o qual permitiu avaliar o potencial de produtividade de petróleo desta área do reservatório.

Em setembro, o consórcio para o bloco BM-S-8 retomou a primeira fase de perfuração do poço de avaliação Carcará Extensão, a qual foi concluída durante o mês de novembro. Este poço tem como objetivo avaliar o potencial de recursos da descoberta, e prevê-se que a segunda fase de perfuração seja realizada durante o segundo semestre de 2015, após a qual terá início um DST, com o objetivo de testar a pressão, permeabilidade e produtividade desta área do reservatório.

Ainda no bloco BM-S-8, já durante o mês de janeiro de 2015, foi iniciada a perfuração do poço de avaliação Carcará Extensão-2, a qual será realizada numa só fase através de uma sonda de perfuração com equipamento *managed pressure drilling* (MPD).

Prevê-se que a perfuração deste poço esteja concluída durante o primeiro semestre de 2015, à qual se seguirá a realização de um DST.

Na bacia do Amazonas, a campanha de exploração foi iniciada no quarto trimestre de 2014. O primeiro poço, concluído em dezembro, foi abandonado após não terem sido encontrados hidrocarbonetos. O segundo poço está atualmente em perfuração, estando prevista a perfuração de dois poços de exploração adicionais em 2015.

ANGOLA

Em Angola, foi concluída a perfuração do poço de avaliação Cominhos-3, na área centro-nordeste do bloco 32, a qual havia sido iniciada durante o segundo trimestre de 2014, com o objetivo de testar o reservatório dos intervalos Oligoceno e Eoceno. Este poço comprovou a existência de um sistema de hidrocarbonetos ativo e aumentou o conhecimento desta área do bloco.

Resultados – Quarto trimestre e doze 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	Carará Extensão ³	14%	A	3T14	120	Concluído
BM-S-8	Carará Extensão-2	14%	A	1T15	120	Em curso
BM-S-24	Apollonia	20%	A	2T14	120	Concluído
Amazonas	Rio Jatapu - 1	40%	E	4T14	120	Concluído
Amazonas	São Sebastião - 1	40%	E	4T14	120	Em curso
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	2T14	60	Concluído
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.

ATIVIDADES DE DESENVOLVIMENTO

BRASIL

No quarto trimestre de 2014, a Galp Energia e os seus parceiros continuaram com os trabalhos de desenvolvimento na área de Lula/Iracema, destacando-se o início de produção em outubro da FPSO Cidade de Mangaratiba (FPSO #3), na área de Iracema Sul, através de um poço produtor. Esta FPSO tem capacidade para processar 150 kbopd e 8 mm³ de gás natural por dia. O plano de desenvolvimento contempla a interligação de 16 poços, dos quais oito poços produtores. Após a interligação, em dezembro, do segundo poço produtor e do primeiro poço injetor de gás, a FPSO #3 atingiu, já no início de 2015, uma produção de cerca de 65 kbopd. O *plateau* de produção deverá ser atingido durante o primeiro semestre de 2016.

Durante o quarto trimestre de 2014, foi ligado o quinto poço produtor permanente à FPSO Cidade de Paraty (FPSO #2), a qual havia já atingido o *plateau* de produção em setembro de 2014. Este poço contribui para uma maior flexibilidade da produção e uma melhor gestão do reservatório.

O consórcio deu continuidade à execução do projeto do gasoduto Cabiúnas, tendo obtido em 2014 as licenças necessárias por parte do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). A instalação *offshore*, que teve início no segundo trimestre de 2014, continua a decorrer como previsto. O gasoduto deverá ser instalado e pré-comissionado até ao final de 2015.

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

O casco da FPSO Cidade de Itaguaí (FPSO #4) foi convertido num estaleiro da Cosco, na China, e a unidade já se encontra no estaleiro da Brasfels, no Brasil, para a integração dos *topsides*. A FPSO deverá iniciar a produção no quarto trimestre de 2015 na área de Iracema Norte.

A FPSO Cidade de Maricá e a FPSO Cidade de Squarema, afetas às áreas de Lula Alto e Lula Central, respetivamente, e com entrada em produção prevista para o primeiro semestre de 2016, continuam a ser convertidas nos estaleiros da Chengxi, na China.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

Relativamente aos trabalhos relativos às FPSO replicantes, salientam-se os avanços dos trabalhos no casco da P-66, que deu entrada no estaleiro da Brasfels em Angra dos Reis, no Brasil, em dezembro. Durante o quarto trimestre, continuaram também os trabalhos de integração dos blocos do casco das unidades P-67 e P-69, em doca seca, no estaleiro da Ecovix no Rio Grande do Sul, e a realização dos trabalhos da P-68, no estaleiro da Cosco, na China.

Ainda com referência às FPSO replicantes, o consórcio para o desenvolvimento do bloco BM-S-11 rescindiu em novembro de 2014 o contrato estabelecido com a empresa IESA Óleo e Gás S.A. (IESA) relativo à construção de módulos de compressão de CO₂ e gás, e de injeção. De forma a substituir estes módulos, que serão integrados nas FPSO replicantes, o consórcio lançou no final de 2014 um concurso internacional para a sua construção.

No quarto trimestre de 2014, a Galp Energia e os seus parceiros do consórcio BM-S-11 prosseguiram com o plano de desenvolvimento de poços no campo de Lula/Iracema. Na área de Lula Pilot, foi interligado à FPSO Cidade Angra dos Reis (FPSO #1) o poço sub-horizontal P8H, o que permitiu que a unidade atingisse novamente a sua capacidade máxima.

Na área de Lula NE, foi concluída a perfuração de um poço produtor e de um poço injetor, encontrando-se perfurados um total de 11 poços, dos quais seis são poços produtores.

No âmbito do plano de desenvolvimento da área de Iracema Sul, estão concluídos 12 poços, encontrando-se dois poços produtores e um poço injetor interligados à FPSO #3.

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

Em dezembro de 2014, o consórcio para o desenvolvimento do bloco BM-S-11 submeteu à ANP a DoC para a área de lara, em conjunto com a área de Entorno de lara (área prevista no contrato de Cessão Onerosa, 100% Petrobras). Neste contexto, foram definidas três acumulações, Berbigão, Sururu e Atapú Oeste, cujos limites se estendem para fora da concessão do bloco BM-S-11. Os campos deverão por isso ser objeto de Acordos de Individualização da Produção (AIP), no âmbito do processo de unitização entre lara e Entorno de lara.

No quarto trimestre de 2014, foi concluída a perfuração do segundo poço para aquisição de dados do reservatório (RDA) na área de lara, com o objetivo de testar a qualidade dos reservatórios carbonatados e confirmar o *oil-water contact* (OWC) no flanco da área. De destacar ainda a conclusão do *Extended Well Test* (EWT) na área de lara Oeste, que foi realizado através da FPSO Dynamic Producer. O EWT decorreu entre junho e dezembro com uma produção média de 29 kbopd.

ANGOLA

No bloco 14 em Angola, destaca-se a conclusão da perfuração de um poço produtor no campo Tômbua-Lândana (TL), e a entrada em produção de novos poços no campo BBLT.

Relativamente ao campo Lianzi no bloco 14k, deu-se continuidade aos trabalhos de desenvolvimento, com o início da perfuração de quatro poços, dos quais dois produtores. O início de produção é esperado no segundo semestre de 2015.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

POÇOS DE DESENVOLVIMENTO NA ÁREA DE LULA/IRACEMA

Projeto	Tipo de poços	Taxa de execução			
		Planeados	Perfurados	Em curso	Conectados
Lula Pilot	Produtores	6	5	0	5
<i>FPSO Cidade de Angra dos Reis</i>	Injetores	5	4	0	3
Lula NE	Produtores	8	6	0	5
<i>FPSO Cidade de Paraty</i>	Injetores	6	5	1	3
Iracema Sul	Produtores	8	6	0	2
<i>FPSO Cidade de Mangaratiba</i>	Injetores	8	6	0	1
Iracema Norte	Produtores	8	5	1	0
<i>FPSO Cidade de Itaguaí</i>	Injetores	9	3	0	0

DESEMPENHO OPERACIONAL E FINANCEIRO

1. ENVOLVENTE DE MERCADO

DATED BRENT

No quarto trimestre de 2014, a cotação média do *dated Brent* diminuiu \$32,7/bbl em relação ao período homólogo de 2013, para \$76,6/bbl, o valor médio mais baixo registado desde o primeiro trimestre de 2010. Esta evolução deveu-se, por um lado, ao abrandamento da procura global de petróleo e, por outro, ao excesso de oferta que resultou de a produção da OPEP se ter situado acima da quota diária fixada de 30 mbbl e de a produção de petróleo não convencional, nomeadamente de *shale oil* nos EUA, ter aumentado.

No ano de 2014, o valor médio do *dated Brent* foi de \$98,9/bbl, o que correspondeu a uma redução de \$9,7/bbl face ao valor médio registado em 2013.

No quarto trimestre de 2014, a diferença entre o preço das ramas pesadas e o preço das ramas leves foi de -\$1,4/bbl, em linha com o verificado no período homólogo de 2013.

Em 2014, o preço do Urals diminuiu face ao ano anterior, devido ao aumento da oferta proveniente da Rússia e do Iraque, associado a uma descida da procura das ramas pesadas. Como consequência, o diferencial médio de preços entre ramas pesadas e leves alargou \$0,4/bbl relativamente a 2013, para -\$1,7/bbl.

MARGENS DE REFINAÇÃO

No quarto trimestre de 2014, a margem de refinação *benchmark* da Galp Energia registou um aumento de \$3,0/bbl face ao período homólogo, para \$2,9/bbl. Esta evolução refletiu o aumento de \$2,5/bbl e \$3,2/bbl das margens de *hydrocracking* e *cracking*, respetivamente, na sequência da evolução positiva dos *cracks* da gasolina e do fuelóleo, bem como da descida do preço do petróleo.

O *crack* da gasolina aumentou \$5,3/bbl face ao período homólogo, consequência também do aumento da procura deste produto nos EUA e na Índia, onde se verificou o corte dos subsídios ao gasóleo anteriormente atribuídos pelo governo indiano. O *crack* do fuelóleo aumentou \$2,3/bbl, no seguimento das temperaturas rigorosas de Inverno que se fizeram sentir nos EUA e na Europa, e que impulsionaram a procura deste produto. O *crack* do gasóleo manteve-se em linha com o quarto trimestre de 2013.

No ano de 2014, o valor médio da margem de refinação *benchmark* da Galp Energia foi de \$1,1/bbl, estável relativamente a 2013, sendo no entanto de destacar as variações significativas registadas entre o primeiro e o segundo semestre do ano.

MERCADO IBÉRICO

No quarto trimestre de 2014, o mercado ibérico de produtos petrolíferos situou-se nos 14,9 milhões de toneladas (mt), uma redução de 1% face ao período homólogo de 2013.

O mercado português permaneceu estável face ao período homólogo de 2013, com o aumento de 2% na procura do gasóleo e de 8% na procura do *jet* a compensarem a contração de 12% na procura do fuelóleo para bancas marítimas. O mercado espanhol registou uma evolução negativa de 2% face ao quarto trimestre de 2013, com os consumos de gasóleo e de gasolina a contraírem ambos cerca de 3%.

Durante o ano, o mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica manteve-se em linha com 2013, nos 58,8 mt.

O mercado de gás natural na Península Ibérica diminuiu 10% face ao quarto trimestre de 2013, para os 7.990 mm³, com reduções de 14% e 10% no consumo dos segmentos elétrico e convencional, respetivamente. O segmento elétrico foi impactado

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

pelo aumento da produção de eletricidade através de fontes alternativas, nomeadamente o carvão e a geração hidroelétrica, enquanto o segmento convencional continuou a ser impactado pelo contexto económico da região.

Durante o ano de 2014, o mercado ibérico de gás natural registou um decréscimo de 9% face ao período homólogo, para os 29.717 mm³, consequência da descida generalizada do consumo.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

2. DESEMPENHO OPERACIONAL

2.1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Quarto Trimestre					Doze Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
25,3	36,3	11,0	43,4%	Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	24,5	30,5	6,0	24,3%
24,7	34,0	9,3	37,5%	Produção de petróleo (kbopd)	22,9	28,8	5,9	25,9%
21,9	33,4	11,5	52,5%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	20,8	27,1	6,2	29,8%
7,9	8,1	0,2	2,7%	Angola	8,3	7,2	(1,1)	(13,3%)
14,0	25,3	11,3	80,3%	Brasil	12,5	19,8	7,3	58,4%
108,3	66,4	(41,9)	(38,7%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	100,8	88,7	(12,1)	(12,1%)
10,3	7,1	(3,2)	(31,5%)	Royalties² (USD/boe)	9,5	8,8	(0,7)	(7,6%)
15,7	11,4	(4,3)	(27,3%)	Custo de produção (USD/boe)	13,7	13,4	(0,2)	(1,6%)
11,7	13,3	1,6	13,3%	Amortizações³ (USD/boe)	22,5	17,6	(4,9)	(21,6%)
109	102	(8)	(6,9%)	Ebitda	396	444	48	12,1%
19	36	18	95,9%	Depreciações e amortizações	162	149	(14)	(8,4%)
(0)	0	1	s.s.	Provisões	2	(0)	(3)	s.s.
91	65	(26)	(28,4%)	Ebit	232	295	64	27,6%

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

²Com base na produção proveniente do Brasil.

³Exclui provisões para abandono.

ATIVIDADE

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2014, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 43% face ao período homólogo de 2013, para 36,3 kboepd, sendo que 94% correspondeu a produção de petróleo.

A produção proveniente do Brasil aumentou 11,3 kboepd face ao quarto trimestre de 2013, para 25,3 kboepd, o que se deveu essencialmente à contribuição da produção da FPSO #2, que registou uma produção média de 11,7 kboepd no período e representou 46% da produção total do Brasil, e ao arranque das operações na FPSO #3, que contribuiu com uma produção média de 1,4 kbopd. A FPSO #1 manteve o seu contributo para a produção durante o quarto trimestre, tendo sido realizadas atividades de manutenção relacionadas com o separador atmosférico.

O EWT na área de Iara também contribuiu para o aumento da produção no Brasil, com uma produção de 2,7 kbopd.

A exportação de gás da área de Lula aumentou de 0,3 kboepd no quarto trimestre de 2013 para 1,9 kboepd, na sequência do início da exportação de gás natural da área de Lula NE em julho de 2014.

Em Angola, a produção *working interest* diminuiu cerca de 0,3 kbopd, ou seja, 2% face ao quarto trimestre de 2013, para 11,0 kbopd, devido à menor contribuição do campo Kuito, no bloco 14, no seguimento da desmobilização da FPSO, no final de 2013.

A produção *net entitlement* foi de 33,4 kboepd, um aumento de 52% face ao quarto trimestre de 2013, devido principalmente ao aumento da contribuição do Brasil. Em Angola, a produção *net entitlement* aumentou 3% relativamente ao período homólogo de 2013 para 8,1 kbopd, uma vez que a diminuição da produção *working interest* foi compensada pelo aumento das taxas de produção disponíveis sob o *cost oil*, ao abrigo dos contratos de partilha de produção (PSA).

A produção proveniente do Brasil representou 76% do total da produção *net entitlement* no quarto trimestre de 2014, face a 64% no período homólogo de 2013.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

DOZE MESES

A produção *working interest* de petróleo e gás natural em 2014 aumentou 24% para 30,5 kboepd devido à maior contribuição da produção do Brasil, que registou um aumento de 58% em relação ao período homólogo de 2013, para 19,8 kboepd. Esta evolução deveu-se ao aumento da produção da FPSO #2, à contribuição dos EWT realizados nas áreas de Lula Central, Lula Sul e Iara ao longo do ano, e ao início das operações da FPSO #3 no quarto trimestre. A FPSO #1 operou de forma estável no período.

A produção *working interest* em Angola diminuiu 11% devido à diminuição da produção do campo Kuito, no bloco 14. No entanto, importa referir que a produção do campo BBLT aumentou cerca de 10% face a 2013, devido à entrada em produção de novos poços.

A produção *net entitlement* aumentou cerca de 30%, para 27,1 kboepd, face a 2013, devido ao aumento da produção no Brasil.

RESULTADOS

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2014, o Ebitda foi de €102 m, ou seja, uma diminuição de €8 m face ao período homólogo de 2013, uma vez que o aumento da produção *net entitlement* não compensou o decréscimo do preço médio de venda de petróleo e gás natural no período.

O preço médio de venda foi de \$66,4/boe, face aos \$108,3/boe registados no quarto trimestre de 2013, no seguimento da descida do preço do petróleo.

Os custos de produção aumentaram cerca de €5 m face ao quarto trimestre de 2013, para €28 m. No Brasil, verificou-se um aumento nos custos de produção na sequência da entrada em produção da FPSO #3 na área de Iracema Sul e do EWT realizado na área de Iara. Em Angola, os custos de produção mantiveram-se estáveis. Em termos unitários, numa base *net entitlement*, os custos de produção no quarto trimestre de 2014 diminuíram \$4,3/boe face

ao período homólogo do ano anterior, para \$11,4/boe, por efeito da diluição dos custos na produção mais elevada.

Devido ao aumento da atividade, os outros custos operacionais registaram um aumento de cerca de €1 m face ao período homólogo de 2013, para €19 m.

No quarto trimestre de 2014, as amortizações, excluindo custos para abandono, aumentaram €15 m face ao período homólogo de 2013, para €33 m. Com efeito, se no Brasil as amortizações se mantiveram constantes apesar da expansão da base de ativos e do aumento da produção, em Angola as amortizações aumentaram na sequência da revisão em alta das reservas provadas no final de 2013, que levou à correção em baixa das amortizações naquele período. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de \$13,3/boe no quarto trimestre de 2014, face a \$11,7/boe no período homólogo de 2013, quando as amortizações haviam sido influenciadas pela revisão das reservas.

Os custos para abandono no quarto trimestre de 2014 foram de cerca de €4 m, face a €1 m no trimestre homólogo.

O Ebit do segmento de negócio de E&P diminuiu €26 m face ao quarto trimestre de 2013, para €65 m, resultado da redução do preço de venda e do aumento das amortizações.

DOZE MESES

Em 2014, o Ebitda aumentou €48 m face ao ano de 2013, para €444 m, principalmente devido ao aumento da produção *net entitlement*.

O preço médio de venda foi de \$88,7/boe, face a \$100,8/boe em 2013, na sequência da diminuição do preço de petróleo nos mercados internacionais durante o ano de 2014.

Os custos de produção ascenderam a cerca de €100 m, representando um aumento de €22 m face a 2013, na sequência do início de operação da FPSO #3 em

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

outubro de 2014, bem como da realização dos EWT nas áreas de Lula Central, Lula Sul e Iara, no Brasil. Por outro lado, os custos de produção em Angola diminuíram €4 m face ao ano de 2013, o que resultou da quebra de produção e da desmobilização da FPSO Kuito em dezembro de 2013. Em termos unitários, os custos de produção foram de \$13,4/boe, face a \$13,7/boe no período homólogo.

Em 2014, os outros custos operacionais ascenderam a €63 m, uma diminuição de cerca de €2 m face ao ano de 2013.

As amortizações, excluindo custos para abandono, aumentaram €2 m face ao período homólogo para €131 m. Este incremento deveu-se, essencialmente,

ao aumento do investimento e da produção no Brasil, não obstante a diminuição das amortizações em Angola, devido à desmobilização da FPSO no campo Kuito em dezembro de 2013. Em termos unitários, as amortizações diminuíram \$4,9/boe, para \$17,6/boe, nos doze meses de 2014.

Os custos para abandono no ano de 2014 foram de €17 m, face a €35 m no ano de 2013, na sequência do aumento, nesse ano, das provisões de abandono relativas à desmobilização da FPSO do campo Kuito.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de E&P aumentou €64 m face aos doze meses de 2013, para €295 m.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

2.2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Quarto Trimestre					Doze Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
1,7	5,4	3,6	s.s.	Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	2,2	3,3	1,1	52,3%
2,5	2,4	(0,1)	(3,8%)	Custo <i>cash</i> das refinarias (USD/bbl)	2,6	2,9	0,3	12,5%
21.348	24.293	2.945	13,8%	Crude processado (kbbl)	87.528	79.345	(8.183)	(9,3%)
4,5	4,6	0,2	3,5%	Vendas de produtos refinados (mt)	17,2	16,8	(0,4)	(2,2%)
2,5	2,4	(0,1)	(5,6%)	Vendas a clientes diretos (mt)	9,5	9,3	(0,2)	(2,3%)
1,1	1,3	0,2	17,4%	Exportações ¹ (mt)	4,4	4,0	(0,4)	(8,8%)
64	191	127	s.s.	Ebitda	311	412	101	32,4%
80	76	(3)	(4,1%)	Depreciações e amortizações	267	289	22	8,2%
4	10	6	s.s.	Provisões	39	23	(15)	(39,6%)
(20)	105	125	s.s.	Ebit	5	99	94	s.s.

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

ATIVIDADE

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2014, foram processados cerca de 24,3 milhões de barris de crude (mbbl), um aumento de 14% face ao período homólogo do ano anterior. O volume de crude processado beneficiou da otimização do aprovisionamento e da elevada disponibilidade do aparelho refinador – com o complexo de *hydrocracking* a operar à capacidade máxima no período – o que permitiu que a Empresa beneficiasse das condições favoráveis no mercado. O crude processado representou 85% das matérias-primas processadas, sendo que 78% 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 quarto trimestre foram de 8%, em linha com o período homólogo de 2013.

O volume de vendas a clientes diretos situou-se nos 2,4 mt, 6% abaixo do valor registado no quarto trimestre de 2013, devido essencialmente à menor contribuição do segmento *wholesale* no mercado Ibérico, na sequência da racionalização da carteira de clientes. O volume de vendas em África representou 8% do volume total de vendas a clientes diretos, um

contributo em linha com o período homólogo de 2013.

As exportações para fora da Península Ibérica foram de 1,3 mt e representaram um aumento de 17% face ao quarto trimestre de 2013, com as exportações de gasolina, fuelóleo e gasóleo a representarem respetivamente 31%, 28% e 21% dos produtos exportados.

DOZE MESES

Em 2014, foram processados cerca de 79,3 mbbl de crude, o que correspondeu a uma quebra de 9% face ao período homólogo do ano anterior, essencialmente devido à paragem planeada para manutenção da refinaria de Sines durante o primeiro semestre de 2014.

Durante os doze 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 2% face a 2013, devido principalmente ao decréscimo do mercado Ibérico. As vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos em África representaram 8% do total registado no período.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

Durante 2014, as exportações para fora da Península Ibérica diminuíram 9% face ao período homólogo de 2013, para 4,0 mt, devido principalmente à menor disponibilidade de produto na sequência da paragem planeada na refinaria de Sines no primeiro semestre. O fuelóleo, a gasolina e o gasóleo representaram 34%, 25% e 19% das exportações, respetivamente.

RESULTADOS

QUARTO TRIMESTRE

O Ebitda do segmento de negócio de R&D registou um aumento de €127 m em relação ao quarto trimestre de 2013, para €191 m, na sequência da melhoria dos resultados das atividades de refinação, que também beneficiaram da valorização do Dólar Americano face ao Euro.

No quarto trimestre de 2014, a margem de refinação da Galp Energia foi de \$5,4/bbl, um aumento de \$3,6/bbl face ao período homólogo, que refletiu principalmente o aumento das margens de refinação nos mercados internacionais. O prémio face à margem *benchmark* foi de \$2,5/bbl, beneficiando da otimização do aprovisionamento de matérias-primas.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €47 m, o que correspondeu, em termos unitários, a \$2,4/bbl, face a \$2,5/bbl no período homólogo de 2013.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para resultados, na sequência da redução dos custos operacionais.

As amortizações no quarto trimestre de 2014 foram de €76 m, um decréscimo de €3 m face ao período homólogo de 2013.

As provisões no quarto trimestre aumentaram €6 m face ao ano anterior, devido ao reforço em provisões de clientes de cobrança duvidosa, nomeadamente, no segmento *wholesale*.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de R&D foi positivo em €105 m.

DOZE MESES

O Ebitda em 2014 foi de €412 m, mais €101 m que em 2013, devido essencialmente à melhoria dos resultados da atividade de refinação. Com efeito, a margem de refinação da Galp Energia atingiu um valor médio de \$3,3/bbl em 2014, face a \$2,2/bbl em 2013, um aumento que resultou principalmente da evolução positiva das margens nos mercados internacionais, no segundo semestre de 2014.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €175 m nos doze meses de 2014, correspondendo a \$2,9/bbl em termos unitários, face a \$2,6/bbl em 2013. Este aumento resultou sobretudo dos custos operacionais associados à paragem geral para manutenção da refinaria de Sines no primeiro semestre do ano e da diminuição do volume de crude processado, o que influenciou negativamente a diluição de custos fixos naquele período.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para resultados, beneficiando das operações estabilizadas em Portugal e em Espanha, e da redução dos custos operacionais.

As amortizações de 2014 aumentaram €22 m para €289 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 €15 m para €23 m, face ao período homólogo de 2013, na sequência da diminuição das imparidades por contas a receber.

O Ebit em 2014 foi positivo em €99 m, um aumento de €94 m relativamente ao período homólogo de 2013, devido essencialmente à melhoria do contexto da refinação durante o segundo semestre do ano.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

2.3. GAS & POWER

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Quarto Trimestre					Doze Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
1.941	1.885	(55)	(2,9%)	Vendas totais de gás natural (mm³)	7.090	7.472	382	5,4%
1.131	968	(163)	(14,4%)	Vendas a clientes diretos (mm³)	4.056	3.759	(297)	(7,3%)
204	189	(15)	(7,2%)	Elétrico	736	726	(10)	(1,3%)
754	637	(117)	(15,5%)	Industrial	2.718	2.550	(168)	(6,2%)
151	120	(31)	(20,4%)	Residencial	521	424	(97)	(18,7%)
810	917	107	13,3%	Trading (mm³)	3.034	3.713	679	22,4%
486	375	(111)	(22,8%)	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	1.904	1.590	(314)	(16,5%)
96	101	5	5,3%	Ebitda	416	438	22	5,4%
16	15	(1)	(7,3%)	Depreciações e Amortizações	61	63	1	(2,1%)
3	2	(1)	(32,6%)	Provisões	16	12	(3)	22,0%
77	84	7	9,6%	Ebit	338	363	25	7,3%
34	56	22	66,4%	Supply & Trading	195	240	46	23,4%
39	21	(18)	(46,3%)	Infraestruturas	118	108	(10)	(8,7%)
5	8	3	62,7%	Power	26	15	(11)	(41,5%)

ATIVIDADE

QUARTO TRIMESTRE

Os volumes vendidos de gás natural atingiram os 1.885 mm³, uma diminuição de 3% face ao quarto trimestre de 2013, que se deveu principalmente à diminuição dos volumes vendidos a clientes diretos, sobretudo ao segmento industrial.

Os volumes vendidos no segmento elétrico diminuíram 7% face ao período homólogo do ano anterior, para 189 mm³, devido à diminuição do consumo de gás natural para geração de eletricidade em Portugal, efeito do aumento da geração a partir do carvão e das centrais hidroelétricas.

O segmento industrial registou vendas de 637 mm³, menos 16% do que no período homólogo de 2013. Para isso contribuíram a racionalização do portefólio de clientes, a quebra dos consumos por parte de grandes clientes industriais em Portugal, assim como uma diminuição dos consumos próprios.

Os volumes vendidos no segmento residencial diminuíram 20% para 120 mm³ devido principalmente à intensificação da concorrência tanto em Portugal como em Espanha.

O segmento de trading atingiu vendas de 917 mm³, um aumento de 13% face ao período homólogo de 2013. Foram efetuadas oito operações de trading no trimestre, principalmente destinadas aos mercados asiáticos, mas também à América Latina.

As vendas de eletricidade à rede foram de 375 GWh, ou seja, menos 111 GWh do que no quarto trimestre de 2013, o que se deveu principalmente à paragem da central de cogeração do Carriço e ao encerramento da central Energin no final de 2013.

DOZE MESES

As vendas de gás natural nos doze meses de 2014 aumentaram 5% face a 2013 para os 7.472 mm³, um máximo histórico de volumes vendidos. Este aumento deveu-se aos maiores volumes de GNL transacionados no mercado internacional, que atingiram um máximo de 3.713 mm³ com 40 operações de trading realizadas no período. Com efeito, o aumento das vendas em trading mais do que compensou a descida dos volumes vendidos a clientes diretos, que registaram uma queda de 7%, na sequência da menor procura dos segmentos industrial e residencial.

A diminuição dos volumes vendidos no segmento industrial deveu-se à racionalização do portefólio de

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

clientes, à diminuição da procura por parte de grandes clientes industriais em Portugal e à paragem geral na refinaria de Sines no primeiro semestre de 2014. A contração registada no segmento residencial deveu-se à intensificação da concorrência no mercado ibérico.

Por outro lado, os volumes vendidos ao segmento elétrico ficaram em linha com o ano anterior.

As vendas de eletricidade à rede totalizaram 1.590 GWh no período, menos 314 GWh do que nos doze meses de 2013, o que se deveu principalmente ao encerramento da cogeração Energin.

RESULTADOS

QUARTO TRIMESTRE

O negócio de G&P registou um Ebitda de €101 m no quarto trimestre de 2014, 5% acima do verificado no período homólogo de 2013.

O Ebitda da atividade de supply & trading foi de €55 m, uma melhoria de €17 m face ao quarto trimestre de 2013, refletindo o aumento dos volumes vendidos no mercado internacional de GNL, e contrariando a descida das vendas a clientes diretos.

O Ebitda relativo ao negócio de infraestruturas reguladas desceu €14 m para os €35 m, devido à revisão em baixa da taxa de remuneração estimada para o ano gás 2014-2015, para cerca de 8%.

O negócio de *power* contribuiu com um Ebitda de €11 m no período.

As depreciações e amortizações no segmento de negócio de G&P foram de €15 m, em linha com o quarto trimestre de 2013.

As provisões de €2 m, nomeadamente respeitantes a imparidades por contas a receber, mantiveram-se estáveis em relação ao trimestre homólogo de 2013.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de G&P situou-se nos €84 m, um aumento de 10% face ao quarto trimestre de 2013.

DOZE MESES

O Ebitda do negócio de G&P situou-se nos €438 m em 2014, um aumento de 5% face a 2013, que se deveu sobretudo ao aumento dos resultados da atividade de supply & trading, a qual atingiu um Ebitda de €251 m no período.

O negócio de infraestruturas reguladas contribuiu com €154 m para o Ebitda no período, embora tivesse sido impactado pela revisão em baixa da taxa de remuneração.

O negócio de *power* gerou um Ebitda de €33 m, menos €10 m que em 2013 na sequência da paragem da cogeração em Sines no primeiro semestre de 2014 e da paragem das cogerações Energin e do Carriço.

As depreciações e amortizações no período atingiram €63 m, face a €61 m em 2013, no seguimento da entrada em operação da cogeração de Matosinhos no final do primeiro trimestre de 2013.

As provisões em 2014 totalizaram €12 m, menos €3 m do que em 2013.

O Ebit do negócio de G&P situou-se nos €363 m, 7% acima do registado no período homólogo de 2013.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

3. INFORMAÇÃO FINANCEIRA

3.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Quarto Trimestre					Doze Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
4.717	4.470	(247)	(5,2%)	Vendas e prestações de serviços	19.620	17.904	(1.717)	(8,7%)
(4.449)	(4.082)	(367)	(8,3%)	Custos operacionais	(18.515)	(16.624)	(1.891)	(10,2%)
(4.080)	(3.672)	(408)	(10,0%)	Custo das mercadorias vendidas	(17.117)	(15.133)	(1.984)	(11,6%)
(286)	(318)	33	11,4%	Fornecimentos e serviços externos	(1.069)	(1.158)	89	8,3%
(84)	(92)	8	9,5%	Custos com pessoal	(329)	(333)	4	1,2%
3	11	8	s.s.	Outros proveitos (custos) operacionais	35	35	(1)	(2,1%)
271	399	128	47,0%	Ebitda	1.141	1.314	173	15,2%
(115)	(129)	(14)	(11,9%)	Depreciações e amortizações	(494)	(504)	(10)	(2,0%)
(7)	(12)	(5)	(65,5%)	Provisões	(57)	(36)	21	37,5%
149	258	109	73,1%	Ebit	590	775	185	31,3%
16	14	(2)	(9,8%)	Resultados de empresas associadas	63	60	(3)	(5,5%)
0	1	1	s.s.	Resultados de investimentos	0	3	2	s.s.
(30)	(49)	(19)	(61,9%)	Resultados financeiros	(121)	(145)	(24)	(19,9%)
135	225	90	66,4%	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam	533	693	160	30,0%
(31)	(73)	(42)	s.s.	Impostos ¹	(168)	(253)	86	51,0%
(13)	(16)	3	24,4%	Interesses que não controlam	(55)	(67)	12	20,8%
92	137	45	49,3%	Resultado líquido	310	373	63	20,2%
(27)	(109)	(82)	s.s.	Eventos não recorrentes	(59)	(203)	(144)	s.s.
65	28	(37)	(56,9%)	Resultado líquido RC	251	170	(81)	(32,3%)
(16)	(277)	(261)	s.s.	Efeito stock	(62)	(343)	(281)	s.s.
49	(249)	(298)	s.s.	Resultado líquido IFRS	189	(173)	(362)	s.s.

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.

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2014, as vendas e prestações de serviços foram de €4.470 m, uma diminuição de 5% face ao período homólogo de 2013. Esta evolução deveu-se sobretudo à queda das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos no mercado internacional.

Os custos operacionais foram de €4.082 m, uma diminuição de 8% face ao quarto trimestre de 2013. Com efeito, a descida de 10% do custo das mercadorias vendidas e matérias consumidas mais do que compensou o aumento dos custos com fornecimentos e serviços externos e com pessoal. O custo com fornecimentos e serviços externos aumentou 11%, nomeadamente na sequência do incremento de custos variáveis relacionados principalmente com a produção de petróleo e gás

natural, e do aumento da cotação dos fretes internacionais. Os custos com pessoal aumentaram 10% face ao período homólogo, influenciados por acertos na especialização de remunerações variáveis.

O Ebitda atingiu os €399 m no quarto trimestre de 2014, mais €128 m que no período homólogo de 2013, tendo beneficiado do aumento da margem de refinação no negócio de R&D, mas também dos maiores volumes de GNL vendidos no negócio de G&P. É de salientar a menor contribuição do negócio de E&P, que resultou da descida do preço do petróleo.

O Ebit aumentou €109 m para os €258 m, o que refletiu a melhoria do desempenho operacional, principalmente no negócio de R&D.

Os resultados de empresas associadas foram de €14 m, em linha com o registado no quarto trimestre de

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

2013, e para o que contribuíram principalmente as participações nos gasodutos internacionais.

Os resultados financeiros foram negativos em €49 m, um agravamento de €19 m face ao registado no quarto trimestre de 2013, sobretudo devido ao *mark-to-market* de instrumentos financeiros relacionados com a cobertura da margem de refinação.

Os juros financeiros líquidos foram de €29 m, um aumento de €3 m face ao registado no período homólogo de 2013, principalmente devido ao aumento da dívida líquida.

Os impostos foram de €73 m, dos quais cerca de €30 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 €16 m, face a €13 m no terceiro trimestre de 2013, e estiveram sobretudo relacionados com resultados atribuíveis à Sinopec.

Assim, no quarto trimestre de 2014, o resultado líquido RCA atingiu os €137 m, uma melhoria de €45 m face ao período homólogo de 2013. Por outro lado, o resultado líquido IFRS registou um decréscimo €298 m e foi negativo em €249 m. Este montante foi negativamente influenciado pelo efeito *stock* resultante da descida acentuada do preço do petróleo. É ainda de destacar o montante de eventos não recorrentes, de €109 m, que inclui, entre outros, uma reversão de impostos diferidos relacionada com a comercialização de produtos petrolíferos em Espanha, custos de reestruturação e uma imparidade registada na sequência da rescisão do contrato entre o consórcio BM-S-11 e a IESA.

DOZE MESES

No ano de 2014, as vendas e prestações de serviços baixaram 9% face ao ano de 2013 para os €17.904 m, devido à diminuição das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos no mercado

internacional, e à diminuição do volume de vendas de produtos petrolíferos, na sequência da paragem para manutenção planeada na refinaria de Sines.

Os custos operacionais desceram 10% para os €16.624 m, com a diminuição de 12% do custo das mercadorias vendidas e matérias consumidas a compensar o aumento de €89 m nos custos com fornecimentos e serviços externos. Este aumento deveu-se ao incremento dos custos variáveis relacionados com a atividade de produção de petróleo e gás natural, e ao aumento da cotação dos fretes internacionais. Os custos com pessoal situaram-se nos €333 m, em linha com o registado em 2013.

O Ebitda foi de €1.314 m, mais €173 m que no ano de 2013, resultado do contributo incremental de todos os segmentos de negócio.

O Ebit situou-se nos €775 m, um aumento de 31% face ao período homólogo influenciado não só pela melhoria do desempenho operacional dos segmentos de negócios, mas também pela diminuição das provisões constituídas no negócio de R&D.

Os resultados de empresas associadas foram de €60 m, para o que contribuíram sobretudo as participações nos gasodutos internacionais.

No ano de 2014, os resultados financeiros agravaram-se em €24 m face ao período homólogo, e foram negativos em €145 m. Esta descida deveu-se ao *mark-to-market* de instrumentos financeiros relacionados com a cobertura da margem de refinação, e também a diferenças de câmbio.

Os impostos aumentaram €86 m para os €253 m, influenciados pelo maior contributo do negócio de E&P para os resultados do Grupo.

Os interesses que não controlam foram de €67 m, mais €12 m que o verificado no ano de 2013 .

O resultado líquido RCA totalizou €373 m, ou €63 m acima do registado no ano de 2013. De salientar que

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

o resultado líquido IFRS foi negativo em €173 m, tendo sido negativamente influenciado pelo efeito *stock*, no montante de €343 m pós-impostos, e por eventos não recorrentes de €203 m, que se deveram sobretudo a imparidades no negócio de E&P, incluindo custos relacionados com o poço de exploração em Marrocos e imparidades relativas a ativos no Brasil.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

3.2. INVESTIMENTO

€ m

Quarto Trimestre					Doze Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
166	315	148	89,2%	Exploração & Produção	723	998	275	38,0%
51	63	12	23,6%	Atividades de exploração e avaliação	279	253	(26)	(9,2%)
115	252	136	s.s.	Atividades de desenvolvimento e produção	444	745	301	67,7%
57	40	(17)	(30,4%)	Refinação & Distribuição	153	108	(45)	(29,6%)
11	8	(3)	(29,7%)	Gas & Power	85	29	(56)	(65,4%)
1	4	3	s.s.	Outros	1	7	6	s.s.
236	366	131	55,5%	Investimento	963	1.143	180	18,6%

QUARTO TRIMESTRE

O investimento no quarto trimestre de 2014 totalizou €366 m, com o investimento no negócio de E&P a representar 86% do total.

Cerca de 80% do investimento no negócio de E&P destinou-se a atividades de desenvolvimento, principalmente no Brasil. Destacam-se no trimestre as atividades no campo Lula/Iracema, nomeadamente a perfuração de poços de desenvolvimento, a construção de unidades FPSO e de sistemas *subsea*, e também a construção do gasoduto Cabiúnas.

O investimento em atividades de exploração e avaliação atingiu €63 m no trimestre, e foi alocado a atividades de avaliação nos blocos BM-S-8 e BM-S-24, na bacia de Santos, e à campanha de perfuração exploratória na bacia do Amazonas. O investimento no trimestre foi também impactado pela contabilização de custos relacionados com o poço de exploração em Marrocos, perfurado no primeiro semestre do ano.

O investimento nos negócios de R&D e G&P totalizou €48 m, principalmente relacionado com

investimentos em manutenção e segurança na refinaria de Sines e na expansão da rede de distribuição de gás natural.

DOZE MESES

Durante 2014, o investimento foi de €1.143 m, 87% dos quais se destinaram ao negócio de E&P.

O investimento em atividades de desenvolvimento, nomeadamente no campo Lula/Iracema, representou 75% do total investido no segmento de negócio de E&P.

Os restantes 25% destinaram-se à campanha de exploração e avaliação realizada durante o ano, com destaque para as atividades no pré-sal brasileiro, em Moçambique e em Marrocos.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €137 m, um montante afetado principalmente à manutenção da refinaria Sines e à expansão da rede de distribuição de gás natural.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

3.3. CASH FLOW

€ m (valores em IFRS)

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2013	2014		2013	2014
116	(166)	Ebit	401	180
20	19	Dividendos de empresas associadas	64	74
138	162	Depreciações e amortizações	585	614
110	316	Variação de fundo de manei	30	326
384	331	Cash flow gerado pelas atividades operacionais	1.081	1.193
(245)	(365)	Investimento líquido ¹	(854)	(1.142)
(61)	(30)	Juros pagos e recebidos	(176)	(130)
(24)	(39)	Impostos pagos	(154)	(159)
1	(8)	Dividendos pagos	(222)	(275)
(37)	29	Outros ²	(152)	166
18	(82)	Variação da dívida líquida	(476)	(347)

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 parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

QUARTO TRIMESTRE

A dívida líquida aumentou €82 m no quarto trimestre, apesar do investimento em ativo fixo no período no montante de €365 m.

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais, de €331 m, foi positivamente impactado pelo desinvestimento em fundo de manei, que beneficiou da descida dos preços do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos, e da redução das quantidades.

DOZE MESES

Nos doze meses de 2014, a dívida líquida aumentou €347 m, sobretudo devido ao investimento em ativo fixo realizado no período.

Importa salientar que o investimento líquido foi compensado pelo *cash flow* gerado pelas atividades operacionais de €1.193 m, devido essencialmente ao desempenho operacional no segundo semestre e à redução do fundo de manei no quarto trimestre. A integração dos negócios permitiu que a performance do Grupo não fosse afetada pela descida dos preços do petróleo no segundo semestre de 2014.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

3.4. SITUAÇÃO FINANCEIRA

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2013	30 setembro 2014	31 dezembro 2014	Variação vs. 31 dez., 2013	Variação vs. 30 set., 2014
Ativo não corrente	6.883	7.413	7.599	715	186
Fundo de maneo	1.294	1.284	968	(326)	(316)
Empréstimo à Sinopec	871	855	890	18	34
Outros ativos (passivos)	(460)	(451)	(512)	(52)	(61)
Capital empregue	8.589	9.101	8.945	356	(157)
Dívida de curto prazo	373	228	303	(70)	76
Dívida de médio-longo prazo	3.304	3.639	3.361	57	(278)
Dívida total	3.677	3.867	3.664	(13)	(203)
Caixa e equivalentes	1.503	1.429	1.144	(359)	(285)
Dívida líquida	2.173	2.438	2.520	347	82
Total do capital próprio	6.416	6.663	6.425	9	(239)
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.589	9.101	8.945	356	(157)
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec¹	1.302	1.583	1.630	329	48

¹ Empréstimo à Sinopec considerado como caixa e equivalentes.

A 31 de dezembro de 2014, o ativo não corrente era de €7.599 m, mais €186 m face a 30 de setembro de 2014, um aumento que se deveu ao investimento no quarto trimestre do ano.

O capital empregue no final do período era de €8.945 m incluindo o empréstimo concedido à Sinopec, cujo montante a 31 de dezembro de 2014 era de €890 m.

3.5. DÍVIDA FINANCEIRA

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2013		30 setembro, 2014		31 dezembro, 2014		Variação vs. 31 dez., 2013		Variação vs. 30 set., 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	-	2.326	-	2.248	(147)	409	-	(78)
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	227	1.465	228	1.314	303	1.114	77	(351)	76	(200)
Caixa e equivalentes	(1.503)		(1.429)		(1.144)			359		285
Dívida líquida	2.173		2.438		2.520		347		82	
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.302		1.583		1.630		329		48	
Vida média (anos)	3,6		3,8		3,7		0,03		(0,16)	
Taxa de juro média da dívida	4,6%		4,3%		4,2%		(0,4 p.p.)		(0,1 p.p.)	
Dívida líquida para Ebitda	1,9x		2,1x		1,9x		0,0x		(0,1x)	
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec para Ebitda ¹	1,1x		1,4x		1,2x		0,1x		(0,2x)	

¹ Empréstimo à Sinopec considerado como caixa e equivalentes.

No final do quarto trimestre de 2014, a dívida líquida era de €2.520 m, mais €82 m do que no final do terceiro trimestre de 2014. Com efeito, o investimento em ativo fixo no período foi quase totalmente compensado pelo *cash flow* gerado pelas atividades operacionais.

Considerando como caixa e equivalentes o saldo de €890 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no quarto trimestre era de €1.630 m.

No final de 2014, o rácio dívida líquida/Ebitda era de 1,2x, considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

A 31 de dezembro de 2014, 43% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. A dívida de médio e longo prazo representava 92% do total, em linha com o final de setembro de 2014.

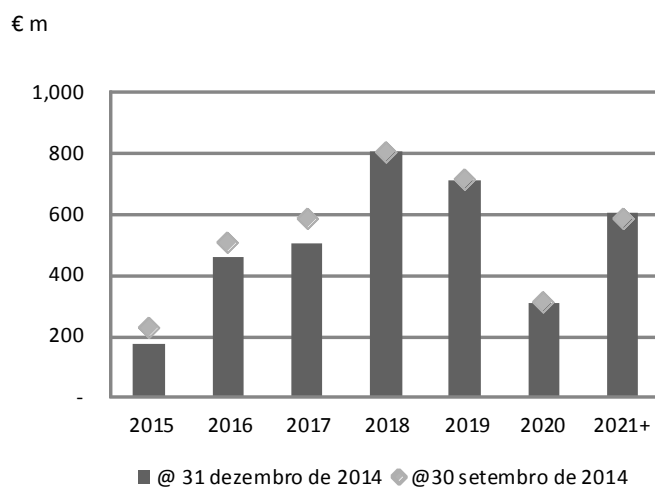
No final do quarto trimestre de 2014, a taxa de juro média da dívida era de 4,2% e a dívida tinha um prazo médio de 3,7 anos.

A 31 de dezembro 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 *free cash flow* gerado pela Empresa.

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

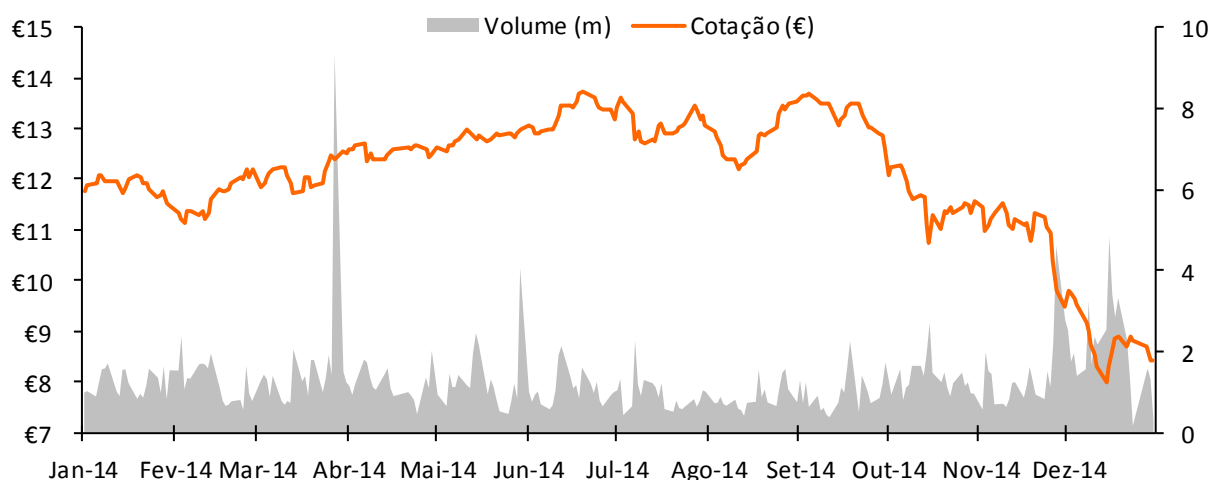
de €1,2 bn. Deste montante, 60% estava garantido contratualmente.

PERFIL DE REEMBOLSO DA DÍVIDA



AÇÃO GALP ENERGIA

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor

QUARTO TRIMESTRE

A ação da Galp Energia encerrou o quarto trimestre com uma cotação de €8,43, tendo desvalorizado 34% no período, sobretudo impactada pela descida do preço do petróleo nos mercados internacionais. A cotação mínima no período foi €7,82 e a máxima €12,75.

Durante o quarto trimestre do ano, foram transacionados cerca de 180 m de ações em mercados regulamentados, dos quais 103 m na Euronext Lisbon. Assim, o volume médio diário transacionado nos mercados regulamentados foi de 2,8 m de ações, dos quais 1,6 m na Euronext Lisbon.

No final do quarto trimestre de 2014, a capitalização bolsista da Galp Energia situava-se nos €7,0 bn.

DOZE MESES

Nos doze meses de 2014, a ação da Galp Energia desvalorizou 29% face à cotação de fecho de 2013, tendo o volume transacionado atingido os 548 m de ações em mercados regulamentados, influenciado pela colocação em mercado, pela 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 2,1 m de ações, incluindo 1,3 m de ações transacionadas na Euronext Lisbon.

Principais indicadores			
	2013	4T14	12M14
Min (€)	10,76	7,82	7,82
Max (€)	13,40	12,75	13,75
Média (€)	12,19	10,54	12,10
Cotação de fecho (€)	11,92	8,43	8,43
Volume mercado regulamentado (m ações)	501,6	180,4	547,9
Volume médio por dia (m ações)	2,0	2,8	2,1
<i>Do qual Euronext Lisbon (m ações)</i>	<i>1,3</i>	<i>1,6</i>	<i>1,3</i>
Capitalização bolsista (€m)	9.881	6.991	6.991

INFORMAÇÃO ADICIONAL

1. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

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

2. RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

2.1. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

Quarto Trimestre					2014	Doze Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
9	367	375	24	399	Ebitda	825	455	1.279	35	1.314
101	-	101	0	102	E&P	443	-	443	0	444
(198)	371	173	19	191	R&D	(82)	466	384	28	412
102	(5)	97	4	101	G&P	445	(11)	433	5	438
4	-	4	1	5	Outros	19	-	19	2	21

€ m

Quarto Trimestre					2013	Doze Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	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	396	-	396	0	396
46	21	67	(2)	64	R&D	213	90	304	7	311
97	(2)	96	0	96	G&P	414	1	415	0	416
2	-	2	-	2	Outros	18	-	18	0	18

2.2. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

Quarto Trimestre					2014	Doze Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
(166)	367	201	58	258	Ebit	180	455	635	140	775
38	-	38	26	65	E&P	191	-	191	104	295
(291)	371	81	25	105	R&D	(400)	466	66	33	99
83	(5)	79	6	84	G&P	371	(11)	359	4	363
3	-	3	1	4	Outros	19	-	19	(2)	17

€ m

Quarto Trimestre					2013	Doze Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	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	232
(35)	20	(15)	(5)	(20)	R&D	(94)	90	(3)	8	5
78	(1)	76	1	77	G&P	337	1	338	0	338
2	0	2	-	2	Outros	15	-	15	0	15

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

3. VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇO REPLACEMENT COST AJUSTADAS

€ m

Quarto Trimestre					Doze Meses			
2013	2014	Var.	% Var.		2013	2014	Var.	% Var.
4.717	4.470	(247)	(5,2%)	Vendas e prestações de serviços RCA	19.620	17.904	(1.717)	(8,7%)
135	159	24	18,1%	Exploração & Produção ¹	554	696	142	25,6%
3.765	3.476	(290)	(7,7%)	Refinação & Distribuição	16.169	14.007	(2.161)	(13,4%)
888	931	43	4,8%	Gas & Power	3.323	3.676	353	10,6%
30	35	5	15,1%	Outros	120	121	1	1,1%
(101)	(131)	(30)	(29,1%)	Ajustamentos de consolidação	(545)	(597)	(52)	(9,6%)

¹ Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €163 m no quarto trimestre de 2014 e de €659 m nos doze meses de 2014.

4. EVENTOS NÃO RECORRENTES

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2013	2014		2013	2014
		Exclusão de eventos não recorrentes		
(0,1)	(0,0)	Ganhos / perdas na alienação ativos	(0,1)	0,0
(0,4)	0,3	Write-off ativos	0,3	0,4
19,1	25,8	Imparidade de ativos	87,1	103,3
0,1	0,3	Provisão para meio ambiente e outras	0,1	0,3
(0,2)	-	Provisão para imparidade conta receber	1,4	-
-	0,0	Custos com reestruturação - Pessoal	-	0,0
18,5	26,5	Eventos não recorrentes do Ebit	88,7	104,0
21,5	5,9	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	21,5	24,9
40,0	32,4	Eventos não recorrentes antes de impostos	110,1	128,9
(4,9)	(3,4)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(8,5)	(9,6)
(2,8)	(7,3)	Interesses que não controlam	(5,0)	(10,3)
32,3	21,7	Total de eventos não recorrentes	96,6	109,1

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m

Quarto Trimestre			Doze 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
(1,0)	(1,1)	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemniz. seguros	(0,7)	(1,0)
(0,5)	(1,5)	Ganhos / perdas na alienação de ativos	(1,1)	(0,5)
0,0	0,3	<i>Write-off</i> ativos	0,8	1,2
-	-	Multa não fiscal	2,6	-
1,7	21,0	Custos com reestruturação - Pessoal	17,3	32,7
(2,5)	-	Acidentes	(11,4)	-
(1,5)	(0,2)	Provisão para meio ambiente e outras	(0,0)	0,0
(4,5)	-	Provisão para contas a receber	(3,4)	-
3,1	6,1	Imparidade de ativos	4,3	5,0
(5,1)	24,6	Eventos não recorrentes do Ebit	8,4	33,5
-	(1,0)	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	(52,1)	(2,2)
-	8,4	Provisão para imparidade investimento financeiro	-	8,4
(5,1)	32,1	Eventos não recorrentes antes de impostos	(43,6)	39,7
(0,5)	(6,1)	Impostos sobre eventos não recorrentes	5,5	(8,4)
-	31,8	Reversão de impostos diferidos	-	31,8
-	6,0	Imposto contribuição sector energético	-	18,4
-	0,2	Interesses que não controlam	-	(0,4)
(5,6)	63,9	Total de eventos não recorrentes	(38,1)	81,1

GAS & POWER

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2013	2014		2013	2014
		Exclusão de eventos não recorrentes		
0,0	0,1	Ganhos / perdas na alienação de ativos	0,0	0,1
0,0	2,1	<i>Write-off</i> ativos	0,0	2,2
(0,0)	-	Acidentes Resultantes de Fenómenos Naturais e Indemniz. Seguros	(0,0)	-
0,1	1,9	Custos com reestruturação - Pessoal	0,2	2,3
-	(0,1)	Provisão para meio ambiente e outras	-	(2,0)
0,5	1,6	Imparidade de ativos	(0,1)	1,3
0,6	5,6	Eventos não recorrentes do Ebit	0,1	3,8
-	0,1	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	0,1	0,3
-	-	Provisão para imparidade investimento financeiro	-	2,8
0,6	5,6	Eventos não recorrentes antes de impostos	0,2	6,8
(0,3)	(1,5)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(0,0)	(1,5)
-	2,9	Imposto contribuição sector energético	-	12,1
-	(0,5)	Interesses que não controlam	-	(1,2)
0,3	6,6	Total de eventos não recorrentes	0,2	16,1

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

OUTROS

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2013	2014		2013	2014
-	0,9	Custos com reestruturação - Pessoal	0,1	1,7
-	-	Provisão para meio ambiente e outras	-	(3,2)
-	0,9	Eventos não recorrentes do Ebit	0,1	(1,6)
-	16,0	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	-	(1,6)
-	16,9	Eventos não recorrentes antes de impostos	0,1	(3,2)
-	(0,3)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(0,0)	(0,5)
-	16,6	Total de eventos não recorrentes	0,1	(3,6)

RESUMO CONSOLIDADO

€ m

Quarto Trimestre			Doze 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
(1,0)	(1,1)	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemniz. seguros	(0,7)	(1,0)
(0,6)	(1,5)	Ganhos / perdas na alienação de ativos	(1,2)	(0,5)
(0,3)	2,8	<i>Write-off</i> ativos	1,1	3,8
1,8	23,8	Custos com reestruturação - Pessoal	17,7	36,6
(2,5)	-	Acidentes	(11,4)	-
(1,5)	0,0	Provisão para meio ambiente e outras	0,0	(4,9)
(4,7)	-	Provisão para contas a receber	(2,0)	-
22,7	33,6	Imparidade de ativos	91,3	109,6
-	-	Multa não fiscal	2,6	-
13,9	57,6	Eventos não recorrentes do Ebit	97,3	139,7
-	15,1	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	(51,9)	21,4
-	8,4	Provisão para imparidade investimento financeiro (Energin)	-	2,8
-	-	Provisão para investimento financeiro	-	8,4
21,5	5,9	Outros resultados financeiros	21,5	-
35,4	87,0	Eventos não recorrentes antes de impostos	66,9	172,3
(5,7)	(11,3)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(3,1)	(19,9)
-	31,8	Reversão de impostos diferidos	-	31,8
-	8,9	Imposto contribuição sector energético	-	30,5
(2,8)	(7,6)	Interesses que não controlam	(5,0)	(12,0)
26,9	108,8	Total de eventos não recorrentes	58,8	202,6

Resultados – Quarto trimestre e doze meses de 2014

5. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

5.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IFRS

€ m

Quarto Trimestre			Doze Meses	
2013	2014		2013	2014
		Proveitos operacionais		
4.576	4.316	Vendas	19.101	17.479
141	154	Serviços prestados	519	542
27	35	Outros rendimentos operacionais	144	106
4.744	4.505	Total de proveitos operacionais	19.764	18.127
		Custos operacionais		
(4.098)	(4.038)	Inventários consumidos e vendidos	(17.208)	(15.701)
(286)	(318)	Materiais e serviços consumidos	(1.069)	(1.158)
(86)	(116)	Gastos com o pessoal	(347)	(370)
(19)	(24)	Outros gastos operacionais	(99)	(73)
(4.489)	(4.497)	Total de custos operacionais	(18.723)	(17.302)
255	9	Ebitda	1.041	825
(138)	(162)	Gastos com amortizações e depreciações	(585)	(614)
(1)	(12)	Provisões e imparidade de contas a receber	(55)	(31)
116	(166)	Ebit	401	180
16	(2)	Resultados de empresas associadas	63	43
0	(11)	Resultados de investimentos	52	(13)
		Resultados financeiros		
30	14	Rendimentos financeiros	62	51
(88)	(34)	Gastos financeiros	(207)	(151)
(0)	(5)	Ganhos (perdas) cambiais	(9)	(27)
6	(24)	Rendimentos de instrumentos financeiros	12	(18)
(0)	-	Outros ganhos e perdas	-	-
81	(229)	Resultados antes de impostos	375	66
(22)	(4)	Impostos ¹	(136)	(154)
-	(9)	Imposto contribuição sobre sector energético	-	(30)
58	(241)	Resultado antes de interesses que não controlam	239	(119)
(10)	(8)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(50)	(55)
49	(249)	Resultado líquido	189	(173)

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 – Quarto trimestre e doze meses de 2014

5.2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

€ m	31 dezembro, 2013	30 setembro, 2014	31 dezembro, 2014
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	4.565	4.926	5.052
Goodwill	233	233	225
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.545	1.522	1.443
Participações financeiras em associadas	516	700	787
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Ativos disponíveis para venda	-	-	71
Outras contas a receber ²	944	902	383
Ativos por impostos diferidos	271	289	313
Outros investimentos financeiros	25	34	21
Total de ativos não correntes	8.102	8.608	8.299
Ativo corrente			
Inventários ³	1.846	1.597	1.210
Clientes	1.327	1.297	1.115
Outras contas a receber ²	897	905	1.386
Outros investimentos financeiros	10	21	10
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	33	0	32
Caixa e seus equivalentes	1.503	1.429	1.144
Total do ativo correntes	5.616	5.249	4.898
Total do ativo	13.717	13.857	13.197
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prêmios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(284)	(18)	18
Outras reservas	2.680	2.680	2.684
Reservas de cobertura	(1)	(0)	(1)
Resultados acumulados	1.666	1.609	1.565
Resultado líquido do período	189	76	(173)
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	5.161	5.258	5.005
Interesses que não controlam	1.255	1.405	1.420
Total do capital próprio	6.416	6.663	6.425
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.465	1.314	1.114
Empréstimos obrigacionistas	1.839	2.326	2.248
Outras contas a pagar	545	553	556
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	338	348	411
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	129	123	121
Outros instrumentos financeiros	2	0	1
Provisões	154	170	185
Total do passivo não corrente	4.471	4.832	4.634
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	227	228	303
Empréstimos obrigacionistas	147	-	-
Fornecedores	1.510	1.175	898
Outras contas a pagar ⁴	937	947	921
Outros instrumentos financeiros	10	1	15
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	(0)	9	1
Total do passivo corrente	2.830	2.361	2.138
Total do passivo	7.302	7.193	6.772
Total do capital próprio e do passivo	13.717	13.857	13.197

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

² Outras contas a receber (não corrente) inclui empréstimo à Sinopec na componente de médio-longo prazo; componente de curto prazo incluída em Outras contas a receber (corrente)

³ Inclui €156,5 m de stocks efetuados por conta de terceiros a 31 de dezembro de 2014.

⁴ Inclui €48,8 m de adiantamentos relativos a stocks de terceiros a 31 de dezembro de 2014.

Resultados – Quarto trimestre e doze 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 – Quarto trimestre e doze 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 – Quarto trimestre e doze 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

mdbl: 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