



*27 de abril 2015*

# RESULTADOS PRIMEIRO TRIMESTRE 2015

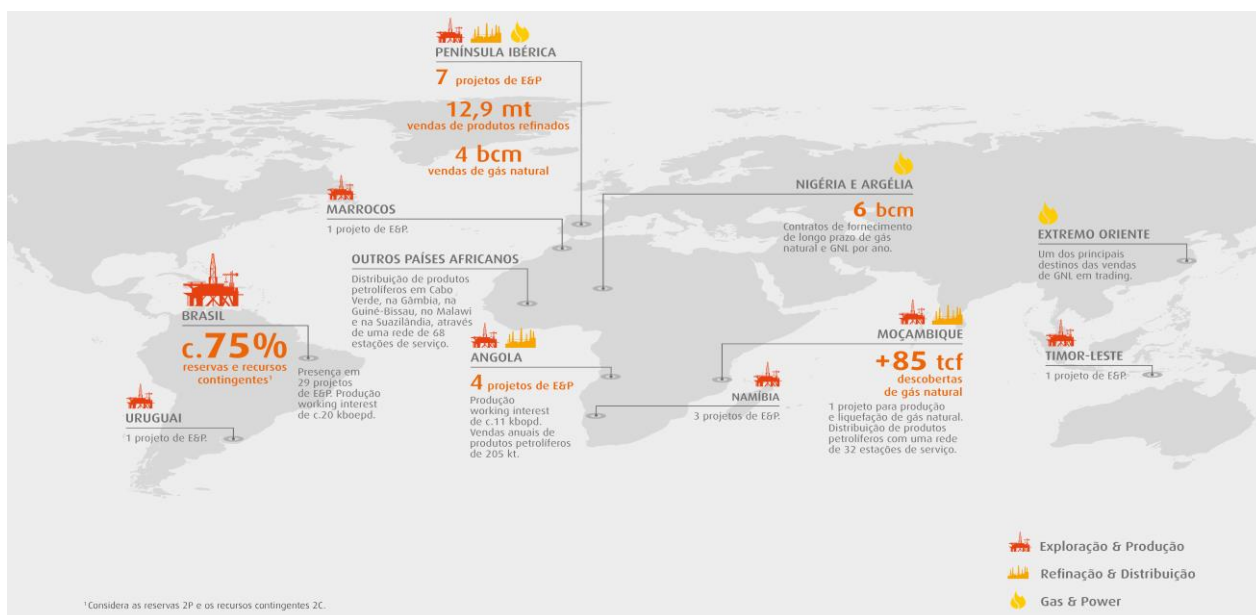
*Um operador integrado de energia focado na  
exploração e produção*



## ÍNDICE

Sumário executivo.....	4
Principais indicadores.....	5
Atividades de Exploração & Produção .....	6
Desempenho operacional e financeiro .....	9
1. Envolvente de mercado .....	9
2. Desempenho operacional .....	11
Exploração & Produção .....	11
Refinação & Distribuição .....	13
Gas & Power .....	15
3. Informação financeira .....	17
3.1. Demonstração de resultados .....	17
3.2. Investimento .....	19
3.3. Cash flow .....	20
3.4. Situação financeira .....	20
3.5. Dívida financeira.....	21
Ação Galp Energia .....	22
Informação adicional.....	23
1. Bases de apresentação da informação .....	23
2. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados .....	24
2.1. Ebitda <i>replacement cost</i> ajustado por segmento .....	24
2.2. Ebit <i>replacement cost</i> ajustado por segmento .....	24
3. Vendas e prestações de serviço <i>replacement cost</i> ajustadas .....	25
4. Eventos não recorrentes .....	25
5. Demonstrações financeiras consolidadas .....	26
5.1. Demonstração de resultados consolidados em IFRS .....	26
5.2. Situação financeira consolidada.....	27
5.3. <i>Cash flow</i> (método direto) .....	28

## Galp Energia: energia em movimento



### QUEM SOMOS

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

### A nossa visão e o nosso propósito

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

### Os nossos drivers estratégicos

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

### A nossa estratégia

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

### As nossas vantagens competitivas

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

Para mais informação, consulte [www.galpenegia.com](http://www.galpenegia.com)



## Sumário executivo

### PRINCIPAIS DESTAQUES OPERACIONAIS NO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2015

- A produção *working interest* de petróleo e gás natural foi de 41,5 kboepd;
- A margem de refinação da Galp Energia foi de \$5,9/boe, 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 ascenderam a 2.195 milhões de metros cúbicos (mm<sup>3</sup>), impulsionadas pela atividade de trading de GNL no mercado internacional;
- O Ebitda consolidado do Grupo, numa base *replacement cost* ajustada (RCA), aumentou 50% em relação ao período homólogo de 2014, para €398 milhões (m);
- O investimento do trimestre foi de €283 m, dos quais 96% destinaram-se a atividades de exploração e produção;
- No final de março de 2015, a dívida líquida ascendeu a €1.429 m considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes. O rácio dívida líquida para Ebitda situava-se em 1,0x.

No primeiro trimestre de 2015, a Galp Energia continuou a implementar a sua estratégia, focada na execução dos projetos de Exploração & Produção (E&P) e na otimização dos seus negócios de Refinação & Distribuição (R&D) e de Gas & Power (G&P). O perfil integrado da Empresa contribuiu para a melhoria do desempenho operacional face ao período homólogo.

As atividades de desenvolvimento prosseguiram durante o trimestre no bloco BM-S-11, no campo Lula/Iracema, destacando-se a produção próxima da capacidade máxima da FPSO Cidade Angra dos Reis (FPSO #1) e da Cidade de Paraty (FPSO #2). De destacar ainda, a produção da FPSO Cidade de Mangaratiba (FPSO #3) na área de Iracema Sul, a qual atingiu uma produção de c.100 kbopd no final do trimestre, com a ligação do terceiro poço produtor.

No que respeita as atividades de exploração e avaliação, a Galp Energia e seus parceiros no bloco

BM-S-8 prosseguiram com os trabalhos de perfuração do poço Carcará Extensão-2, o segundo poço de avaliação, com o objetivo de avaliar o potencial de recursos da descoberta.

No bloco BM-S-11, o consórcio iniciou a perfuração do poço para aquisição de dados de reservatório (RDA) na área de Berbigão, após ter submetido em dezembro 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).

Relativamente às atividades de R&D e G&P, a Galp Energia continua focada na otimização das suas operações, com vista ao aumento do retorno sobre o capital empregue nestes negócios. De destacar a manutenção de uma elevada taxa de utilização das refinarias e a otimização do negócio de trading de gás natural.

## Principais indicadores

### INDICADORES FINANCEIROS

€ m (valores em RCA)

	Primeiro Trimestre			
	2014	2015	Var.	% Var.
<b>Ebitda</b>	<b>265</b>	<b>398</b>	<b>133</b>	<b>50,0%</b>
Exploração & Produção	104	94	(10)	(9,4%)
Refinação & Distribuição	36	165	130	s.s.
Gas & Power	122	131	9	7,4%
<b>Ebit</b>	<b>130</b>	<b>250</b>	<b>120</b>	<b>91,7%</b>
<b>Resultado líquido</b>	<b>47</b>	<b>121</b>	<b>75</b>	<b>s.s.</b>
<b>Investimento</b>	<b>197</b>	<b>283</b>	<b>87</b>	<b>44,2%</b>
<b>Varição da dívida líquida</b>	<b>155</b>	<b>(202)</b>	<b>(356)</b>	<b>s.s.</b>
<b>Dívida líquida<sup>1</sup></b>	<b>1.630</b>	<b>1.429</b>	<b>(202)</b>	<b>(12,4%)</b>
<b>Rácio dívida líquida para Ebitda<sup>1</sup></b>	<b>1,2x</b>	<b>1,0x</b>	<b>(0,3x)</b>	<b>s.s.</b>

<sup>1</sup>Considerando empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes. A informação relativa a 2014 reporta-se a 31 dezembro.

### INDICADORES OPERACIONAIS

	Primeiro Trimestre			
	2014	2015	Var.	% Var.
Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	28,1	41,5	13,4	47,7%
Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	24,6	38,7	14,1	57,4%
Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	96,2	50,6	(45,6)	(47,4%)
Matérias primas processadas (kboe)	19.539	26.195	6.656	34,1%
Margem de refinação Galp Energia (USD/boe)	0,9	5,9	4,9	s.s.
Vendas <i>oil</i> clientes diretos (mt)	2,2	2,3	0,1	3,6%
Vendas de gás natural a clientes diretos (mm <sup>3</sup> )	1.011	999	(12)	(1,2%)
Vendas de GN/GNL em <i>trading</i> (mm <sup>3</sup> )	1.067	1.195	128	12,0%

### INDICADORES DE MERCADO

	Primeiro Trimestre			
	2014	2015	Var.	% Var.
Preço médio do <i>dated</i> Brent <sup>1</sup> (USD/bbl)	108,2	53,9	(54,3)	(50,2%)
Diferencial do preço do crude <i>heavy-light</i> <sup>2</sup> (USD/bbl)	(2,0)	(1,3)	0,6	31,7%
Preço gás natural NBP do Reino Unido <sup>3</sup> (GBP/therm)	60,5	48,1	(12,4)	(20,5%)
Preço GNL para o Japão e para a Coreia <sup>1</sup> (USD/mmbtu)	18,3	7,8	(10,6)	(57,7%)
Margem de refinação <i>benchmark</i> <sup>4</sup> (USD/bbl)	(0,6)	5,3	5,9	s.s.
Mercado <i>oil</i> Ibérico <sup>5</sup> (mt)	14,3	14,9	0,6	4,2%
Mercado gás natural Ibérico <sup>6</sup> (mm <sup>3</sup> )	8.502	9.074	571,7	6,7%

<sup>1</sup>Fonte: Platts.

<sup>2</sup>Fonte: Platts. Urals NWE *Dated* para crude pesado; *Dated* Brent para crude leve.

<sup>3</sup>Fonte: Bloomberg.

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

<sup>5</sup>Fonte: Apetro para Portugal; Cores para Espanha e inclui estimativa para março de 2015.

<sup>6</sup>Fonte: Galp Energia e Enagás.

## Atividades de Exploração & Produção



### ATIVIDADES DE DESENVOLVIMENTO

#### Brasil

No primeiro trimestre de 2015, a Galp Energia e os seus parceiros continuaram com os trabalhos de desenvolvimento na área de Lula/Iracema.

Na área de Iracema Sul, destaca-se a conexão do terceiro poço produtor e do segundo poço injetor à FPSO #3, a qual atingiu uma produção de c.100 kbopd em meados de março. O consórcio espera que o *plateau* de produção seja atingido durante o primeiro semestre de 2016.

Durante o primeiro trimestre de 2015, foi ligado o sexto poço produtor à FPSO #2, o qual se encontra a realizar o EWT de Lula Norte, que permite uma maior flexibilidade da produção e melhor gestão do reservatório, e contribui para que a produção se mantenha em *plateau* desde setembro de 2014.

Na área de Lula Piloto, foi interligado o quarto poço injetor à FPSO #1, tendo produzido durante o período de forma estável e perto da sua capacidade máxima.

Relativamente ao gasoduto Cabiúnas, os trabalhos de instalação que tiveram início no segundo trimestre de 2014, continuam a decorrer como previsto. O consórcio espera que o gasoduto seja pré-comissionado até ao final de 2015.

Durante o trimestre, prosseguiram os trabalhos de construção das restantes unidades FPSO destinadas ao campo Lula/Iracema.

A FPSO Cidade de Itaguaí (FPSO #4) encontra-se, desde o início do ano, no estaleiro Brasfels, no Brasil, onde decorrem os trabalhos 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, afeta à área de Lula Alto, deixou o estaleiro Chengxi, na China, durante o mês de abril, rumo ao estaleiro da Brasa, no Brasil, onde irão decorrer os restantes trabalhos de integração. A FPSO Cidade de Saquarema, destinada à área de Lula Central, continua a ser convertida no estaleiro Chengxi, na China. É esperado que estas FPSO entrem em produção durante o primeiro semestre de 2016.

No que respeita os trabalhos relativos às FPSO replicantes, continuaram os trabalhos de integração da P-66, após a entrada do casco desta unidade no estaleiro Brasfels em dezembro de 2014. Durante o primeiro trimestre, continuaram também a decorrer os trabalhos de construção da P-67 no estaleiro da Ecovix no Rio Grande do Sul. Neste período, prosseguiu a realização dos trabalhos da P-68, no estaleiro da Cosco, na China, e continuaram também os trabalhos de integração dos blocos do casco da unidade P-69, em doca seca, no estaleiro da Ecovix no Rio Grande do Sul.

Após o consórcio ter rescindido o contrato estabelecido com a empresa IESA Óleo e Gás S.A. (IESA) relativo à construção de módulos de compressão e injeção de CO<sub>2</sub> e gás foi lançado, no final do ano de 2014, um concurso internacional para a sua construção. Durante o primeiro trimestre de 2015, foram recebidas propostas para a construção destes módulos, estando a sua contratação iminente.

## Angola

Relativamente ao campo Lianzi no bloco 14k, estão em curso atividades de perfuração e completação de quatro poços, dos quais três poços produtores. O consórcio prevê o início de produção para o segundo semestre de 2015, através de um *tie-back* à plataforma CPT do campo BBLT.

Em relação ao bloco 32, em Angola, prosseguiram os trabalhos de engenharia e *procurement* associados ao projeto Kaombo, tendo-se iniciado os trabalhos de conversão das unidades FPSO em Singapura.



### POÇOS DE DESENVOLVIMENTO NA ÁREA DE LULA/IRACEMA

Projeto	Tipo de poços				
		Planeados	Perfurados	Em curso	Conectados
Lula Piloto	Produtores	7	5	0	5
<i>FPSO Cidade de Angra dos Reis</i>	Injetores	5	4	0	4
Lula NE	Produtores	8	6	0	6 <sup>1</sup>
<i>FPSO Cidade de Paraty</i>	Injetores	6	6	1	3
Iracema Sul	Produtores	8	7	0	3
<i>FPSO Cidade de Mangaratiba</i>	Injetores	8	6	0	2
Iracema Norte	Produtores	8	6	2	0
<i>FPSO Cidade de Itaguaí</i>	Injetores	9	3	0	0

<sup>1</sup>Inclui EWT da área de Lula Norte.

## Atividades de exploração e avaliação

### Brasil

No primeiro trimestre de 2015, o consórcio prosseguiu com os trabalhos de perfuração do poço de avaliação Carcará Extensão-2, no bloco BM-S-8, iniciada durante o mês de janeiro. A perfuração deste poço é realizada numa única fase através de uma sonda de perfuração com equipamento *managed pressure drilling* (MPD). Após a conclusão deste poço, esperada durante o primeiro semestre de 2015, será realizado um *drill stem test* (DST), com o objetivo de testar a pressão, permeabilidade e produtividade desta área do reservatório.

No bloco BM-S-11, o consórcio iniciou a perfuração do poço para aquisição de dados de reservatório (RDA) na área de Berbigão (Iara Oeste), com o

objetivo de aumentar o conhecimento do reservatório, o qual deverá estar concluído durante o primeiro semestre do ano.

Na bacia *onshore* do Amazonas, continuaram os trabalhos de perfuração relativos à campanha de exploração. Após o primeiro poço, concluído em dezembro, ter sido abandonado por não terem sido encontrados hidrocarbonetos, o consórcio prosseguiu a campanha de exploração. Durante o primeiro trimestre de 2015 foi encontrado petróleo leve e gás através do poço Jan-1, estando os resultados em avaliação. Ainda durante o trimestre, o consórcio iniciou a perfuração do poço de exploração Sil-1.



### CALENDÁRIO DE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Área	Objetivo	Participação	E/A <sup>2</sup>	Spud date	Duração (# dias)	Status do poço
<b>Brazil<sup>1</sup></b>						
BM-S-11	Iara RDA 4	10%	A	fev-15	120	Em curso
BM-S-8	Carcará Extensão-2	14%	A	jan-15	120	Em curso
BM-S-8	Carcará Extensão-1	14%	A	3T15	120	-
BM-S-8	Guanxuma	14%	E	4T15	120	-
BM-S-24	Elida	20%	A	2T15	120	-
BM-S-24	Citera	20%	A	4T15	120	-
Potiguar	Pitú 2	20%	A	2T15	120	-
Potiguar	POT16-1	20%	E	4T15	120	-
Amazonas	Jan-1	40%	E	1T15	60	Concluído
Amazonas	Sil-1	40%	E	mar-15	60	Em curso
<b>Angola</b>						
Bloco 32	Colorau 3	5%	A	4T15	60	-
<b>Portugal</b>						
Alentejo	Santola-1	30%	E	4T15/1T16	120	-

<sup>1</sup>Petrogal Brasil: 70% Galp Energia; 30% Sinopec.

<sup>2</sup>E – Poço de Exploração; A – Poço de Avaliação.



## Desempenho operacional e financeiro

### 1. ENVOLVENTE DE MERCADO

#### Dated Brent

No primeiro trimestre de 2015 a cotação média do *dated* Brent diminuiu \$54,3/bbl em relação ao período homólogo de 2014, para \$53,9/bbl, o valor médio mais baixo registado desde o primeiro trimestre de 2009. Esta evolução deveu-se ao excesso de oferta que resultou do aumento da produção de petróleo não convencional, nomeadamente de *shale oil* nos EUA, e ao abrandamento da procura global de petróleo.

O diferencial entre o preço das ramas pesadas e das ramas leves diminuiu de -\$2,0/bbl, no período homólogo de 2014, para -\$1,3/bbl. A aproximação entre as duas referências deveu-se ao aumento da procura de Urals na região do Mediterrâneo.

#### Margens de refinação

No primeiro trimestre de 2015, a margem de refinação *benchmark* da Galp Energia registou um aumento de \$5,9/bbl face ao período homólogo de 2014, para \$5,3/bbl. Esta evolução refletiu o aumento de \$5,7/bbl e \$6,4/bbl das margens de *hydrocracking* e *cracking*, respetivamente, na sequência da evolução positiva dos *cracks* da gasolina, do gásóleo e do fuelóleo bem como da descida do preço do crude, com impacto no valor dos consumos e quebras das refinarias.

O *crack* da gasolina aumentou \$5,4/bbl face ao período homólogo de 2014, resultado de um acréscimo no consumo nos EUA e de um decréscimo na oferta devido à época de manutenções na bacia atlântica, o que levou a um aumento de 50% nas importações de gasolina deste país. Este efeito foi ampliado por paragens não programadas na América Latina e constrangimentos logísticos devido às condições climáticas.

O *crack* do gásóleo sofreu uma variação positiva de \$1,1/bbl face ao período homólogo do ano anterior, beneficiando de um inverno rigoroso que suportou as exportações para os EUA e da recuperação económica em alguns países do Norte da Europa.

Adicionalmente, o *crack* do gásóleo foi beneficiado pela alteração ocorrida a 1 de Janeiro de 2015 na especificação do *fuel* de bancas em zonas marítimas específicas (ECA), que incluem a costa Leste dos EUA e o Norte da Europa, tendo a maioria dos armadores optado pela utilização de gásóleo de bancas.

Apesar da entrada em vigor da proibição do consumo de fuelóleo, o seu *crack* aumentou \$2,2/bbl face ao período homólogo de 2014, beneficiando de uma elevada procura do mercado asiático, das temperaturas rigorosas que se fizeram sentir na costa leste americana e da escassez de alguns componentes de *fuel* de bancas, pressionados pela procura de gásóleo de bancas.

#### Mercado Ibérico

No primeiro trimestre de 2015, o mercado Ibérico de produtos petrolíferos atingiu os 14,9 milhões de toneladas (mt), um aumento de cerca de 4% face ao período homólogo de 2014. O maior incremento registou-se nos destilados médios, com o gásóleo e o *jet* a evidenciarem uma recuperação positiva no tráfego rodoviário e aéreo. Destaque ainda para o crescimento do consumo de gásóleo de bancas decorrente da proibição ao consumo de fuelóleo referida anteriormente.

No primeiro trimestre de 2015, o mercado de gás natural na Península Ibérica subiu cerca de 7% face a período homólogo de 2014, para os 9.074 mm<sup>3</sup>, com aumentos de 37% e 3% no consumo dos segmentos elétrico e convencional, respetivamente. O segmento elétrico foi

impactado pela baixa hidraulicidade que conduziu a um maior recurso à produção de eletricidade a partir de gás natural, enquanto o segmento convencional refletiu o impacto da recuperação económica da região.

## 2. DESEMPENHO OPERACIONAL



### EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro Trimestre			
	2014	2015	Var.	% Var.
<b>Produção média <i>working interest</i><sup>1</sup> (kboepd)</b>	<b>28,1</b>	<b>41,5</b>	<b>13,4</b>	<b>47,7%</b>
Produção de petróleo (kbopd)	26,9	38,4	11,4	42,5%
<b>Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)</b>	<b>24,6</b>	<b>38,7</b>	<b>14,1</b>	<b>57,4%</b>
Angola	7,3	7,8	0,5	6,3%
Brasil	17,3	31,0	13,7	79,0%
<b>Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)</b>	<b>96,2</b>	<b>50,6</b>	<b>(45,6)</b>	<b>(47,4%)</b>
<b>Royalties<sup>2</sup> (USD/boe)</b>	<b>10,2</b>	<b>4,1</b>	<b>(6,1)</b>	<b>(59,4%)</b>
<b>Custo de produção (USD/boe)</b>	<b>13,1</b>	<b>11,8</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(10,4%)</b>
<b>Amortizações<sup>3</sup> (USD/boe)</b>	<b>22,2</b>	<b>16,4</b>	<b>(5,7)</b>	<b>(25,9%)</b>
<b>Ebitda</b>	<b>104</b>	<b>94</b>	<b>(10)</b>	<b>(9,4%)</b>
Depreciações e Amortizações <sup>3</sup>	36	51	15	40,8%
Provisões	(0)	-	0	s.s.
<b>Ebit</b>	<b>68</b>	<b>44</b>	<b>(24)</b>	<b>(35,9%)</b>

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

<sup>1</sup>Inclui produção de gás natural exportada; exclui gás natural consumido ou injetado.

<sup>2</sup>Com base na produção proveniente do Brasil.

<sup>3</sup>Inclui provisões para abandono.

#### Atividade

No primeiro trimestre de 2015, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 48% face ao período homólogo de 2014, para 41,5 kboepd, sendo que 92% correspondeu a produção de petróleo.

A produção proveniente do Brasil aumentou 13,7 kboepd face ao primeiro trimestre de 2014, para 31,0 kboepd, o que se deveu essencialmente à contribuição da produção da FPSO #2, que registou uma produção média de 13,4 kboepd no período, e ao aumento da produção na FPSO #3, que contribuiu com uma produção média de 6,8 kbopd no trimestre, através de dois poços produtores durante todo o período e da contribuição parcial de um terceiro, ligado em março. A FPSO #1 manteve o seu contributo para a produção durante o primeiro trimestre, com uma contribuição de 10,1 kboepd tendo sido realizadas atividades de manutenção relacionadas com o permutador de calor.

A exportação de gás da área de Lula aumentou de 0,8 kboepd no primeiro trimestre de 2014 para 2,6 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 primeiro trimestre de 2014, para 10,5 kbopd, devido à menor contribuição do campo TL, no bloco 14, no seguimento da paragem para manutenção realizada durante o mês de janeiro.

A produção *net entitlement* foi de 38,7 kboepd, um aumento de 57% face ao primeiro trimestre de 2014, devido ao aumento da contribuição do Brasil. Em Angola, a produção *net entitlement* aumentou 6% relativamente ao período homólogo de 2014 para 7,8 kbopd, uma vez que a diminuição da produção *working interest* foi compensada pelo mecanismo dos contratos de partilha de produção (PSA).

A produção proveniente do Brasil representou 80% do total da produção *net entitlement* no primeiro trimestre de 2015, face a 70% no período homólogo de 2014.

### Resultados

No primeiro trimestre de 2015, o Ebitda foi de €94 m, ou seja, uma diminuição de €10 m face ao período homólogo de 2014, na sequência do decréscimo do preço médio de venda de petróleo e gás natural, parcialmente compensado pelo aumento da produção *net entitlement* e pela valorização do Dólar face ao Euro.

O preço médio de venda foi de \$50,6/boe, face aos \$96,2/boe registados no primeiro trimestre de 2014.

Os custos de produção aumentaram cerca de €15 m face ao primeiro trimestre de 2014, para €36 m. No Brasil, o aumento dos custos de produção resultaram da entrada em produção da FPSO #3 na área de Iracema Sul e do aumento de atividade da FPSO #2. Em Angola, verificou-se também um aumento nos custos de produção, na sequência da manutenção realizada no campo TL.

Em termos unitários, numa base *net entitlement*, os custos de produção no primeiro trimestre de 2015 diminuíram \$1,4/boe face ao período homólogo do ano anterior, para \$11,8/boe, por efeito da diluição dos custos na produção mais elevada.

No primeiro trimestre de 2015, as amortizações, aumentaram €15 m face ao período homólogo de 2014, para €51 m. Esta evolução deveu-se principalmente ao aumento da base de ativos e da produção do Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de \$16,4/boe no primeiro trimestre de 2015, face a \$22,2/boe no período homólogo de 2014.

O Ebit do segmento de negócio de E&P diminuiu €24 m face ao primeiro trimestre de 2014, para €44 m, resultado da redução do preço de venda e do aumento das amortizações.



## REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro Trimestre			
	2014	2015	Var.	% Var.
<b>Margem de refinação Galp Energia (USD/boe)</b>	<b>0,9</b>	<b>5,9</b>	<b>4,9</b>	<b>s.s.</b>
<b>Custo <i>cash</i> das refinarias<sup>1</sup> (USD/boe)</b>	<b>3,0</b>	<b>2,4</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(21,6%)</b>
<b>Matérias primas processadas (kboe)</b>	<b>19.539</b>	<b>26.195</b>	<b>6.656</b>	<b>34,1%</b>
Crude processado (kbbbl)	16.574	23.148	6.574	39,7%
<b>Vendas de produtos refinados (mt)</b>	<b>3,7</b>	<b>4,4</b>	<b>0,7</b>	<b>19,7%</b>
Vendas a clientes diretos (mt)	2,2	2,3	0,1	3,6%
<b>Ebitda</b>	<b>36</b>	<b>165</b>	<b>130</b>	<b>s.s.</b>
Depreciações e Amortizações	72	68	(4)	(5,1%)
Provisões	9	9	1	7,0%
<b>Ebit</b>	<b>(45)</b>	<b>88</b>	<b>133</b>	<b>s.s.</b>

<sup>1</sup>Inclui impacto das operações de cobertura de margem de refinação.

### Atividade

No primeiro trimestre de 2015, foram processados cerca de 26,2 milhões de barris de matérias-primas, um aumento de 34% face ao período homólogo do ano anterior. No trimestre homólogo de 2014, o volume de matérias-primas processadas tinha sido afetado pelo início na paragem planeada da refinaria de Sines. O crude processado representou 88% das matérias-primas processadas, sendo que 85% do crude processado nas refinarias da Galp Energia correspondeu a crudes médios e pesados.

A produção de destilados médios (gasóleo e *jet*) representou 46% da produção total, enquanto a gasolina e o fuelóleo representaram 22% e 17% da produção total, respetivamente. Os consumos e quebras no primeiro trimestre foram de 8%, em linha com o período homólogo de 2014.

### Resultados

O Ebitda do segmento de negócio de R&D registou um aumento de €130 m em relação ao primeiro trimestre de 2014, para €165 m, principalmente na sequência da melhoria dos resultados da atividade de refinação, e da valorização do Dólar face ao Euro.

No primeiro trimestre de 2015, a margem de refinação da Galp Energia foi de \$5,9/boe, com base no total de matérias-primas processadas, um

O volume de vendas a clientes diretos situou-se nos 2,3 mt, 4% acima do valor registado no primeiro trimestre de 2014, acompanhando a tendência de aumento do mercado Ibérico e devido principalmente ao aumento das vendas no segmento de *wholesale*, nomeadamente de bancas marítimas e nafta química, e do segmento do retalho. O volume de vendas em África representou 8% do volume total de vendas a clientes diretos, um contributo em linha com o período homólogo de 2014.

aumento de \$4,9/boe face ao período homólogo, que refletiu principalmente o aumento das margens de refinação nos mercados internacionais. O prémio face à margem *benchmark* foi de \$0,6/boe, tendo sido impactado por paragens planeadas para manutenção, nomeadamente nas unidades de destilação de vácuo nas refinarias de Sines e Matosinhos, e pelo



desfasamento temporal das fórmulas de *pricing* de algumas matérias-primas processadas.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €55 m, o que correspondeu, em termos unitários, a \$2,4/boe, face a \$3,0/boe no período homólogo de 2014. Em 2015, estes custos foram negativamente impactados pelas operações de cobertura da margem de refinação.

No primeiro trimestre de 2015, a atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve

o seu contributo positivo para os resultados face ao primeiro trimestre de 2014, tendo beneficiado do aumento dos volumes vendidos.

As amortizações foram de €68 m, um decréscimo de €4 m face ao período homólogo de 2014.

As provisões no primeiro trimestre de 2015 mantiveram-se estáveis face ao trimestre homólogo, em cerca de €9 m.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de R&D foi positivo em €88 m.



**GAS & POWER**

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro Trimestre			
	2014	2015	Var.	% Var.
<b>Vendas totais de gás natural (mm<sup>3</sup>)</b>	<b>2.078</b>	<b>2.195</b>	<b>116</b>	<b>5,6%</b>
<b>Vendas a clientes diretos (mm<sup>3</sup>)</b>	<b>1.011</b>	<b>999</b>	<b>(12)</b>	<b>(1,2%)</b>
<b>Trading (mm<sup>3</sup>)</b>	<b>1.067</b>	<b>1.195</b>	<b>128</b>	<b>12,0%</b>
<b>Vendas de eletricidade (GWh)</b>	<b>937</b>	<b>1.127</b>	<b>190</b>	<b>20,3%</b>
<b>Ebitda</b>	<b>122</b>	<b>131</b>	<b>9</b>	<b>7,4%</b>
Gás Natural	70	98	28	39,6%
Infraestruturas	42	34	(9)	(20,6%)
Power	9	(1)	(10)	s.s.
Depreciações e Amortizações	16	15	(1)	7,1%
Provisões	2	4	2	s.s.
<b>Ebit</b>	<b>104</b>	<b>112</b>	<b>8</b>	<b>7,6%</b>

**Atividade**

Os volumes vendidos no segmento de gás natural atingiram 2.195 mm<sup>3</sup>, um aumento de 6% face ao primeiro trimestre de 2014, em resultado do aumento dos volumes vendidos nos mercados internacionais pelas atividades de trading, mais do que compensou a descida verificada nos volumes a clientes diretos na Península Ibérica.

As atividades de trading atingiram vendas de 1.195 mm<sup>3</sup>, um aumento de 12% face ao período homólogo de 2014. Nestas atividades, foram efetuadas 10 operações no trimestre, principalmente destinadas à América Latina, mas também à Ásia e Europa.

Os volumes vendidos a clientes diretos ascenderam a 999 mm<sup>3</sup>, uma redução de 1% face

ao primeiro trimestre de 2014. Esta descida verificou-se essencialmente devido ao segmento residencial, consequência da intensificação da concorrência no mercado Ibérico.

Por outro lado, o segmento industrial manteve-se estável face ao período homólogo de 2014 e os volumes vendidos no segmento elétrico aumentaram devido ao maior consumo de gás natural para geração de eletricidade em Portugal.

As vendas de eletricidade foram de 1.127 GWh, um aumento de 190 GWh face ao período homólogo, devido à maior atividade de comercialização de eletricidade. As vendas de eletricidade à rede desceram 39 GWh para os 389 GWh.

**Resultados**

O negócio de G&P registou um Ebitda de €131 m no primeiro trimestre de 2015, 7% acima do verificado no período homólogo de 2014.

No segmento de gás natural, o Ebitda registado foi de €98 m, uma melhoria de €28 m face ao primeiro trimestre de 2014, refletindo o aumento dos volumes transacionados de GNL, bem como da otimização do aprovisionamento de gás natural.

Por outro lado, o Ebitda dos negócios de infraestruturas reguladas e de power desceu €9 m e €10 m face ao trimestre homólogo, respetivamente. A descida dos resultados no negócio de infraestruturas deveu-se à revisão em baixa da taxa de remuneração estimada para o ano gás 2014-2015, para cerca de 8%. O negócio de power foi impactado pelo desfasamento temporal no indexante do preço de compra do gás natural.

As depreciações e amortizações no segmento de negócio de G&P foram de €15 m, em linha com o primeiro trimestre de 2014.

As provisões atingiram os €4 m no primeiro trimestre de 2015, face a €2 m no período

homólogo, e estiveram sobretudo relacionadas com imparidades por contas a receber.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de G&P situou-se nos €112 m, um aumento de 8% face ao primeiro trimestre de 2014.

### 3. INFORMAÇÃO FINANCEIRA

#### 3.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro Trimestre			
	2014	2015	Var.	% Var.
Vendas e prestações de serviços	4.125	3.923	(202)	(4,9%)
Custos operacionais				
Custo das mercadorias vendidas	(3.490)	(3.129)	(361)	(10,3%)
Fornecimentos e serviços externos	(290)	(324)	34	11,6%
Custos com pessoal	(85)	(83)	(2)	(2,5%)
Outros proveitos (custos) operacionais	6	11	5	87,0%
<b>Ebitda</b>	<b>265</b>	<b>398</b>	<b>133</b>	<b>50,0%</b>
Depreciações e Amortizações	(124)	(135)	10	8,2%
Provisões	(10)	(13)	3	26,6%
<b>Ebit</b>	<b>130</b>	<b>250</b>	<b>120</b>	<b>91,7%</b>
Resultados de empresas associadas	17	26	9	53,0%
Resultados de investimentos	(0)	(0)	(0)	s.s.
Resultados financeiros	(42)	(73)	(32)	(75,7%)
<b>Resultados antes de impostos e interesses que não controlam</b>	<b>106</b>	<b>203</b>	<b>97</b>	<b>91,8%</b>
Impostos <sup>1</sup>	(46)	(71)	25	53,4%
Interesses que não controlam	(13)	(11)	(2)	(14,9%)
<b>Resultado líquido</b>	<b>47</b>	<b>121</b>	<b>75</b>	<b>s.s.</b>
Eventos não recorrentes	(16)	(45)	(29)	s.s.
Resultado líquido RC	31	76	46	s.s.
Efeito <i>stock</i>	(17)	(86)	(70)	s.s.
Resultado líquido IFRS	14	(10)	(24)	s.s.

<sup>1</sup>Participação Especial a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola no montante de €24 m no primeiro trimestre de 2015.

No primeiro trimestre de 2015, as vendas e prestações de serviços foram de €3.923 m, uma diminuição de 5% face ao período homólogo de 2014, o que se deveu sobretudo à descida das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos no mercado internacional.

Os custos operacionais foram de €3.536 m, uma descida de 9% face ao primeiro trimestre de 2015. 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, que se deveu ao incremento de custos variáveis relacionados principalmente com a produção de petróleo e gás natural, e do aumento do custo do transporte de mercadorias.

O Ebitda foi de €398 m no primeiro trimestre, um aumento de €133 m face ao período homólogo,

influenciado sobretudo pela melhoria dos resultados no negócio de R&D, o qual beneficiou da recuperação das margens de refinação nos mercados internacionais e do aumento dos volumes vendidos de produtos petrolíferos.

Relativamente ao negócio de E&P, este foi negativamente impactado pela queda do preço do petróleo, não obstante o aumento da produção. O negócio de G&P beneficiou dos maiores volumes transacionados.

O Ebit aumentou €120 m para os €250 m, na sequência da melhoria do desempenho operacional, principalmente no negócio de R&D.

Os resultados de empresas associadas foram de €26 m, ou seja, mais €9 m que no primeiro trimestre de 2014, com o contributo positivo da EMPL - Europe Maghreb Pipeline e da empresa

Tupi B.V., veículo financeiro utilizado para execução do investimento relacionado com o campo Lula/Iracema, no Brasil.

Os resultados financeiros foram negativos em €73 m, e incluíram diferenças de câmbio desfavoráveis, resultado da valorização do Dólar que impactou a rubrica de fornecedores, bem como o *mark-to-market* de instrumentos financeiros relacionados com a cobertura da margem de refinação.

Os juros financeiros líquidos foram de €32 m, face a €38 m no primeiro trimestre de 2014.

Os impostos aumentaram €25 m para os €71 m, devido à melhoria dos resultados.

Os interesses que não controlam foram de €11 m, principalmente atribuíveis à Sinopec.

O resultado líquido RCA atingiu os €121 m, um aumento de €75 m face ao trimestre homólogo de 2014. No entanto, o resultado líquido IFRS desceu €24 m e foi negativo em €10 m no primeiro trimestre de 2015, tendo sido negativamente influenciado pelo efeito *stock*, resultante da descida do preço do petróleo, e por eventos não recorrentes de €45 m, sobretudo relacionados com atividade exploratória na bacia do Amazonas, no Brasil, e do bloco 14 em Angola.



### 3.2. INVESTIMENTO

€ m

	Primeiro Trimestre			
	2014	2015	Var.	% Var.
Exploração & Produção	178	273	95	53,0%
Atividades de exploração e avaliação	62	37	(25)	(40,6%)
Atividades de desenvolvimento e produção	117	236	120	s.s.
Refinação & Distribuição	10	5	(6)	(53,9%)
Gas & Power	7	3	(4)	(58,1%)
Outros	0	3	2	s.s.
<b>Investimento</b>	<b>197</b>	<b>283</b>	<b>87</b>	<b>44,2%</b>

O investimento no primeiro trimestre de 2015 totalizou €283 m, com o investimento no negócio de E&P a representar 96% do total.

Cerca de 87% 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 €37 m no trimestre, tendo sido alocado maioritariamente a atividades de perfuração e de aquisição sísmica nas bacias de Santos, Potiguar e Amazonas, no Brasil.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €8 m, principalmente relacionado com investimentos em manutenção e segurança.

### 3.3. CASH FLOW

€ m (valores em IFRS)

	Primeiro Trimestre	
	2014	2015
Ebit	92	81
Dividendos de empresas associadas	-	0
Depreciações e amortizações	138	188
Variação de fundo de manei	(111)	105
<b>Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>120</b>	<b>374</b>
Investimento líquido	(195)	(303)
Juros pagos e recebidos	(41)	(34)
Impostos de Sociedades e Tributação Especial	(25)	(33)
Dividendos pagos	-	-
Outros <sup>1</sup>	17	162
<b>Variação da dívida líquida</b>	<b>123</b>	<b>(167)</b>

<sup>1</sup>Inclui CTA's (Cumulative Translation Adjustment) e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais, de €374 m, e o recebimento de €78 m relativo ao empréstimo concedido à Sinopec permitiu compensar o investimento e os impostos pagos no

período. A variação de fundo de manei beneficiou essencialmente do efeito inventário da descida dos preços do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos.

### 3.4. SITUAÇÃO FINANCEIRA

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2014	31 março, 2015	Variação
Ativo Fixo Líquido	7.599	7.830	232
Fundo de manei	968	863	(105)
Empréstimo à Sinopec	890	925	35
Outros ativos (passivos)	(512)	(518)	(6)
<b>Capital empregue</b>	<b>8.945</b>	<b>9.100</b>	<b>155</b>
Dívida de curto prazo	303	291	(12)
Dívida de médio-longo prazo	3.361	3.166	(195)
<b>Dívida total</b>	<b>3.664</b>	<b>3.457</b>	<b>(207)</b>
Caixa e equivalentes	1.144	1.104	(40)
<b>Dívida líquida</b>	<b>2.520</b>	<b>2.353</b>	<b>(167)</b>
<b>Total do capital próprio</b>	<b>6.425</b>	<b>6.747</b>	<b>322</b>
<b>Total do capital próprio e da dívida líquida</b>	<b>8.945</b>	<b>9.100</b>	<b>155</b>
<b>Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec<sup>1</sup></b>	<b>1.630</b>	<b>1.429</b>	<b>(202)</b>

<sup>1</sup>Empréstimo à Sinopec considerado como caixa e equivalentes.

A 31 de março de 2015, o ativo não corrente era de €7.830 m, mais €232 m face a 31 de dezembro de 2014, um aumento que se deveu ao investimento no primeiro trimestre do ano.

O capital empregue no final do período era de €9.100 m incluindo o empréstimo concedido à Sinopec, cujo montante a 31 de março de 2015 era de €925 m.

### 3.5. DÍVIDA FINANCEIRA

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2014	31 março, 2015	Variação
Obrigações	2.248	2.249	2
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.417	1.208	(209)
Caixa e equivalentes	1.144	1.104	(40)
<b>Dívida líquida</b>	<b>2.520</b>	<b>2.353</b>	<b>(167)</b>
<b>Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec<sup>1</sup></b>	<b>1.630</b>	<b>1.429</b>	<b>(202)</b>
Vida média (anos)	3,7	3,4	(0,22)
Taxa de juro média da dívida <sup>2</sup>	4,2%	3,9%	(0,3 p.p.)
Dívida líquida para Ebitda <sup>1</sup>	1,2x	1,0x	(0,3x)

<sup>1</sup>Dívida Líquida inclui empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

<sup>2</sup>Taxa de juro média da dívida excluindo efeitos cambiais.

No final do primeiro trimestre de 2015, a dívida líquida era de €2.353 m, uma diminuição de €167 m face ao final de 2014.

Considerando como caixa e equivalentes o saldo de €925 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no primeiro trimestre era de €1.429 m.

No final do primeiro trimestre de 2015, o rácio dívida líquida para Ebitda era de 1,0x, considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

A 31 de março de 2015, 46% 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 2014.

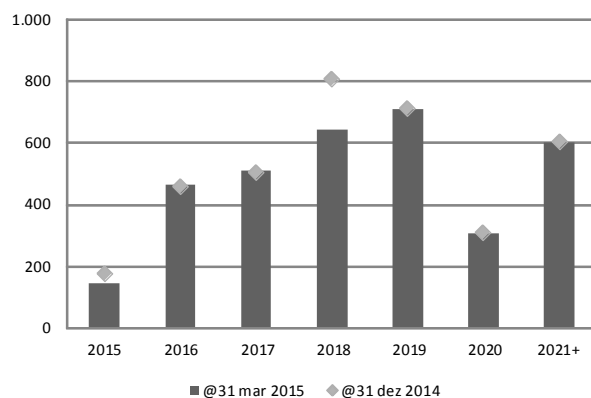
No final do primeiro trimestre de 2015, a taxa de juro média da dívida era de 3,9% e a dívida tinha um prazo médio de 3,4 anos.

A 31 de março de 2015, 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 primeiro trimestre de 2015, a Galp Energia tinha linhas de crédito contratadas mas não utilizadas de €1,1 bn. Deste montante, 60% estava garantido contratualmente.

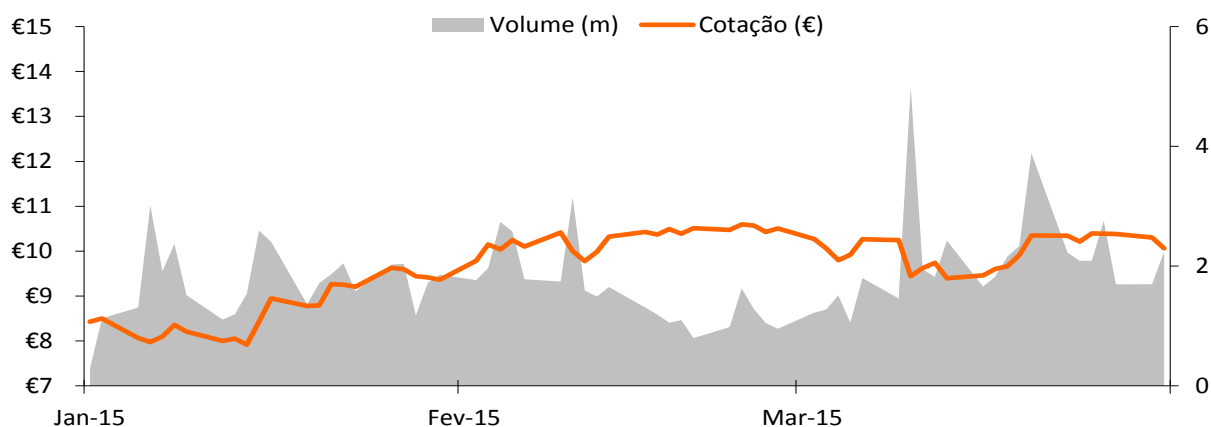
### PERFIL DE REEMBOLSO DA DÍVIDA

€ m



## Ação Galp Energia

### EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor

A ação da Galp Energia encerrou o primeiro trimestre com uma cotação de €10,07, tendo valorizado 19% no período. A cotação mínima no período foi €7,81 e a máxima €10,75.

Durante o primeiro trimestre do ano, foram transacionados cerca de 179 m de ações em

mercados regulamentados, dos quais 115 m na Euronext Lisbon. Assim, o volume médio diário transacionado nos mercados regulamentados foi de 2,8 m de ações, dos quais 1,8 m na Euronext Lisbon. No final do primeiro trimestre de 2015, a capitalização bolsista da Galp Energia situava-se nos €8,3 bn.

Principais indicadores		
	2014	1T15
Min (€)	7,82	7,81
Max (€)	13,75	10,75
Média (€)	12,10	9,64
Cotação de fecho (€)	8,43	10,07
Volume mercado regulamentado (m ações)	547,9	179,2
Volume médio por dia (m ações)	2,1	2,8
<i>Do qual Euronext Lisbon (m ações)</i>	<i>1,3</i>	<i>1,8</i>
Capitalização bolsista (€m)	6.991	8.346

## Informação adicional

### 1. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp Energia relativas aos trimestres findos em 31 de março de 2015 e 2014 foram elaboradas em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS). A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 31 de março de 2015 e 2014. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

As demonstrações financeiras da Galp Energia são elaboradas de acordo com as IFRS e o custo das mercadorias vendidas e matérias-primas consumidas é valorizado a custo médio ponderado (CMP). A utilização deste critério de valorização pode originar volatilidade nos resultados em momentos de oscilação dos preços das mercadorias e das matérias-primas através de ganhos ou perdas em stocks, sem que tal traduza o desempenho operacional da empresa. Este efeito é designado efeito stock.

Outro fator que pode influenciar os resultados da empresa sem ser um indicador do seu verdadeiro desempenho é o conjunto de eventos de natureza

não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação.

Com o objetivo de avaliar o desempenho operacional do negócio da Galp Energia, os resultados RCA excluem os eventos não recorrentes e o efeito stock, este último pelo facto de o custo das mercadorias vendidas e das matérias-primas consumidas ter sido apurado pelo método de valorização de custo de substituição designado *replacement cost* (RC)

### ALTERAÇÕES RECENTES

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



## 2. RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

### 2.1. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

2014					Primeiro Trimestre	2015				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
<b>241</b>	<b>22</b>	<b>263</b>	<b>2</b>	<b>265</b>	<b>Ebitda</b>	<b>282</b>	<b>113</b>	<b>395</b>	<b>3</b>	<b>398</b>
104	-	104	0	104	E&P	95	-	95	(0)	94
5	29	34	2	36	R&D	59	104	163	3	165
128	(6)	122	0	122	G&P	121	9	130	1	131
4	-	4	0	4	Outros	8	-	8	-	8

### 2.2. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

2014					Primeiro Trimestre	2015				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
<b>92</b>	<b>22</b>	<b>115</b>	<b>16</b>	<b>130</b>	<b>Ebit</b>	<b>81</b>	<b>113</b>	<b>194</b>	<b>56</b>	<b>250</b>
54	-	54	14	68	E&P	(9)	-	(9)	53	44
(76)	29	(47)	2	(45)	R&D	(18)	104	86	2	88
110	(6)	104	(0)	104	G&P	102	9	111	1	112
3	-	3	0	3	Outros	7	-	7	-	7

### 3. VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇO REPLACEMENT COST AJUSTADAS

€ m

	Primeiro Trimestre			
	2014	2015	Var.	% Var.
<b>Vendas e prestações de serviços RCA</b>	<b>4.125</b>	<b>3.923</b>	<b>(202)</b>	<b>(4,9%)</b>
Exploração & Produção <sup>1</sup>	178	144	(35)	(19,5%)
Refinação & Distribuição	3.080	2.852	(228)	(7,4%)
Gas & Power	1.034	1.026	(8)	(0,8%)
Outros	28	29	2	6,5%
Ajustamentos de consolidação	(194)	(128)	67	34,4%

<sup>1</sup>Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €157 m no primeiro trimestre de 2015.

### 4. EVENTOS NÃO RECORRENTES

#### RESUMO CONSOLIDADO

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2014	2015
<b>Exclusão de eventos não recorrentes</b>		
Venda de <i>stock</i> estratégico	(69,6)	-
Custo da venda de <i>stock</i> estratégico	66,7	-
Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemniz. Seguros	0,0	(0,2)
Ganhos / perdas na alienação de ativos	(0,4)	(0,6)
<i>Write-off</i> ativos	0,2	0,0
Custos com reestruturação - Pessoal	5,1	4,1
Acidentes	-	-
Provisão para meio ambiente e outras	0,1	(0,2)
Provisão para contas a receber	-	-
Imparidade de ativos	13,7	53,4
Multa não fiscal	-	-
<b>Eventos não recorrentes do Ebit</b>	<b>15,9</b>	<b>56,5</b>
Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	(0,0)	(0,0)
Provisão para imparidade investimento financeiro	-	-
Provisão para investimento financeiro	2,8	-
Outros resultados financeiros	-	-
<b>Eventos não recorrentes antes de impostos</b>	<b>18,7</b>	<b>56,5</b>
Impostos sobre eventos não recorrentes	(5,1)	(14,0)
Reversão de impostos diferidos	-	-
Imposto contribuição sector energético	5,2	10,4
Interesses que não controlam	(2,7)	(7,9)
<b>Total de eventos não recorrentes</b>	<b>16,1</b>	<b>45,0</b>

## 5. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

### 5.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IFRS

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2014	2015
<b>Proveitos operacionais</b>		
Vendas	4.055	3.774
Serviços prestados	139	149
Outros rendimentos operacionais	21	22
<b>Total de proveitos operacionais</b>	<b>4.215</b>	<b>3.945</b>
<b>Custos operacionais</b>		
Inventários consumidos e vendidos	(3.579)	(3.242)
Materiais e serviços consumidos	(290)	(324)
Gastos com o pessoal	(90)	(87)
Outros gastos operacionais	(15)	(10)
<b>Total de custos operacionais</b>	<b>(3.974)</b>	<b>(3.663)</b>
<b>Ebitda</b>	<b>241</b>	<b>282</b>
Gastos com amortizações e depreciações	(138)	(188)
Provisões e imparidade de contas a receber	(11)	(13)
<b>Ebit</b>	<b>92</b>	<b>81</b>
Resultados de empresas associadas	17	26
Resultados de investimentos	(3)	0
<b>Resultados financeiros</b>		
Juros a receber	10	6
Juros a pagar	(48)	(39)
Capitalização juros	6	14
Diferenças de câmbio	(5)	(32)
Operações <i>Mark to Market</i>	(3)	(18)
Outros custos/proveitos financeiros	(3)	(5)
<b>Resultados antes de impostos</b>	<b>65</b>	<b>34</b>
Impostos <sup>1</sup>	(35)	(30)
Imposto contribuição sector energético	(5)	(10)
<b>Resultados antes de interesses que não controlam</b>	<b>24</b>	<b>(7)</b>
Resultado afeto aos interesses que não controlam	(10)	(3)
<b>Resultado líquido</b>	<b>14</b>	<b>(10)</b>

<sup>1</sup>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.

## 5.2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

€ m

	31 dezembro, 2014	31 março, 2015
<b>Ativo</b>		
<b>Ativo não corrente</b>		
Ativos fixos tangíveis	5.052	5.126
Goodwill	225	230
Outros ativos fixos intangíveis <sup>1</sup>	1.447	1.438
Participações financeiras em associadas	787	947
Participações financeiras em participadas	3	3
Ativos disponíveis para venda	-	-
Outras contas a receber <sup>2</sup>	383	363
Ativos por impostos diferidos	364	424
Outros investimentos financeiros	21	24
<b>Total de ativos não correntes</b>	<b>8.282</b>	<b>8.555</b>
<b>Ativo corrente</b>		
Inventários <sup>3</sup>	1.210	1.112
Clientes	1.115	1.181
Outras contas a receber <sup>2</sup>	1.386	1.521
Ativos disponíveis para venda	67	67
Outros investimentos financeiros	10	6
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	(0)	(0)
Caixa e seus equivalentes	1.144	1.104
<b>Total de ativos correntes</b>	<b>4.933</b>	<b>4.991</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>13.215</b>	<b>13.546</b>
<b>Capital próprio e passivo</b>		
<b>Capital próprio</b>		
Capital social	829	829
Prémios de emissão	82	82
Reservas de conversão	18	254
Outras reservas	2.684	2.684
Reservas de cobertura	(1)	(2)
Resultados acumulados	1.565	1.392
Resultado líquido do período	(173)	(10)
<b>Total do capital próprio atribuível aos acionistas</b>	<b>5.005</b>	<b>5.230</b>
Interesses que não controlam	1.420	1.517
<b>Total do capital próprio</b>	<b>6.425</b>	<b>6.747</b>
<b>Passivo</b>		
<b>Passivo não corrente</b>		
Empréstimos e descobertos bancários	1.114	917
Empréstimos obrigacionistas	2.248	2.249
Outras contas a pagar	556	585
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	411	409
Passivos por locações financeiras	0	0
Passivos por impostos diferidos	121	119
Outros instrumentos financeiros	1	1
Provisões	185	211
<b>Total do passivo não corrente</b>	<b>4.634</b>	<b>4.491</b>
<b>Passivo corrente</b>		
Empréstimos e descobertos bancários	303	291
Empréstimos obrigacionistas	-	-
Fornecedores	898	1.002
Outras contas a pagar <sup>4</sup>	921	956
Outros instrumentos financeiros	15	36
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	19	24
<b>Total do passivo corrente</b>	<b>2.157</b>	<b>2.308</b>
<b>Total do passivo</b>	<b>6.791</b>	<b>6.799</b>
<b>Total do capital próprio e do passivo</b>	<b>13.215</b>	<b>13.546</b>

<sup>1</sup>Inclui contratos de concessão para a distribuição de gás natural.

<sup>2</sup>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).

<sup>3</sup>Inclui €95,5 m de inventários efetuados por conta de terceiros a 31 de março de 2015.

<sup>4</sup>Inclui €50,2 m de adiantamentos relativos a inventários de terceiros a 31 de março de 2015.

5.3. CASH FLOW (MÉTODO DIRETO)

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2014	2015
<b>Caixa e equivalentes no início do período<sup>1</sup></b>	<b>1.406</b>	<b>1.023</b>
Recebimento de clientes	4.812	4.423
Pagamento a fornecedores	(3.688)	(2.954)
Salários e encargos <sup>2</sup>	(75)	(77)
Dividendos de empresas associadas	-	0
Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(411)	(516)
IVA, Royalties, PIS, Cofins, outros	(556)	(457)
<b>Total de fluxos operacionais</b>	<b>81</b>	<b>418</b>
Investimento líquido	(188)	(355)
Juros pagos e recebidos	(30)	(46)
Dividendos pagos	0	0
Impostos de Sociedades e Tributação Especial	(25)	(33)
Empréstimos pagos e recebidos	(137)	(215)
Reembolsos da Sinopec	38	78
Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	(5)	139
<b>Caixa e equivalentes no final do período<sup>1</sup></b>	<b>1.141</b>	<b>1.010</b>

<sup>1</sup>Os valores de caixa e equivalentes diferem dos apresentados no Balanço por imposição normativa (IAS 7). A diferença consiste na classificação dos descobertos bancários que no Mapa de Fluxos de Caixa são por dedução de caixa e equivalentes, enquanto que no Balanço são considerados dívida.

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



## 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 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$7,60/t. Rendimentos mássicos.

### MARGEM CRACKING DE ROTERDÃO

Margem *cracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated* Brent, +2,3% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +25,4% PM UL NWE FOB Bg, +7,5% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +33,3% ULSD 10 ppm NWE CIF e +15,3% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/t; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o *dated* Brent; Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,60/t. Rendimentos mássicos.

### MARGEM ÓLEOS BASE DE ROTERDÃO

Margem 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 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,60/t. Rendimentos mássicos.

### MARGEM AROMÁTICOS DE ROTERDÃO

Margem aromáticos de Roterdão: -60% PM UL NWE FOB Bg, - 40,0% Nafta NWE FOB Bg., + 37% Nafta NWE FOB Bg., + 16,5% PM UL NWE FOB Bg + 6,5% Benzeno Roterdão FOB Bg + 18,5% Tolueno Roterdão FOB Bg + 16,6% Paraxileno Roterdão FOB Bg + 4,9% Ortóxileno Roterdão FOB Bg.; Consumos: - 18% LSFO 1% CIF NEW. Rendimentos mássicos.

### REPLACEMENT COST (RC)

De acordo com este método, o custo das mercadorias vendidas é avaliado a *replacement cost*, isto é, à média do custo das matérias-primas no mês em que as vendas se realizam e independentemente das existências detidas no início ou no fim dos períodos. O *replacement cost* não é um critério aceite pelas IFRS, não sendo consequentemente adotado para efeitos de avaliação de existências e não refletindo o custo de substituição de outros ativos.

### REPLACEMENT COST AJUSTADO (RCA)

Além da utilização da metodologia *replacement cost*, os 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.

## 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*

**D&A:** Depreciações e amortizações

**DD&A:** Depreciações e amortizações

**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

**m<sup>3</sup>:** metro cúbico

**mdbl:** milhões de barris

**mmbtu:** *million British thermal units*

**mm<sup>3</sup>:** milhões de metros cúbicos

**mt:** milhões de toneladas

**NBP:** *National balancing point*

**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](http://www.galpenergia.com)

Email: [investor.relations@galpenergia.com](mailto:investor.relations@galpenergia.com)

Reuters: GALP.LS  
Bloomberg: GALP PL

