

Resultados 1º Trimestre 2019

29 de abril, 2019



1. Destaques do primeiro trimestre de 2019

- O CFFO situou-se nos €396 m, um aumento de 62% YoY já considerando o impacto positivo de €44 m da aplicação da norma IFRS 16, suportado no aumento da contribuição das atividades de *upstream*, apesar da menor performance da atividade de refinação. O FCF foi de €159 m, ou €91 m depois do pagamento de dividendos a interesses que não controlam.
- O Ebitda RCA consolidado aumentou 9% YoY para os €494 m, considerando o impacto positivo da aplicação da IFRS 16 (€44 m). Excluindo este efeito, o Ebitda situar-se-ia em linha YoY.
 - E&P: o Ebitda RCA foi de €374 m, incluindo o impacto positivo de €33 m da aplicação da IFRS 16, um aumento de 28% YoY com o aumento da produção e a apreciação do Dólar a compensar o menor preço das *commodities*.
 - A produção média *working interest* foi de 112,6 kboepd, um aumento de 8% YoY, devido ao aumento da produção no Brasil, nomeadamente da FPSO #7, do *ramp-up* da FPSO #8, e do início da produção em fevereiro da FPSO #9, todas no campo Lula. Em Angola, o aumento da produção deveu-se ao contributo da FPSO em Kaombo Norte, no bloco 32.
 - R&D: o Ebitda RCA foi de €70 m, considerando o impacto positivo de €12 m da aplicação da norma IFRS 16. Os resultados foram, no entanto, impactados pelas menores margens de refinação e por restrições operacionais.
 - G&P: o Ebitda RCA aumentou €14 m YoY para os €47 m, refletindo sobretudo um melhor desempenho da atividade de comercialização de gás natural e eletricidade na Península Ibérica.
- O Ebit RCA manteve-se em linha YoY nos €278 m, considerando um impacto negativo de €31 m em depreciações decorrente da aplicação da norma IFRS 16.
- O resultado líquido RCA foi de €103 m. O resultado líquido IFRS foi negativo em €8 m, considerando eventos não recorrentes de €126 m que incluem o impacto da unitização do campo de Lula no Brasil.
- O investimento totalizou €149 m durante o período, dos quais 89% foram alocados ao negócio de E&P, principalmente à execução de Lula, ao bloco 32 e ao projeto de GNL em Moçambique.
- A ANP comunicou em março a aprovação do acordo de unitização relacionado com a acumulação de Lula. A participação da Galp através da Petrogal Brasil passou de 10% para 9,209%, com efeito a partir de 1 de abril de 2019. A Galp reconheceu um impacto negativo de €98 m em resultado líquido como evento não recorrente relacionado com ajustamentos a resultados de períodos passados.
- A unidade de Kaombo Sul iniciou produção no dia 2 de abril de 2019 no bloco 32, em Angola.

Nota: A 1 de janeiro de 2019, a Galp adotou a norma contabilística IFRS 16. Os resultados de 2018 não foram reexpressos de acordo com esta norma contabilística. Para efeitos de comparação, o relatório inclui também os resultados de 2019 excluindo efeitos decorrentes da aplicação da norma IFRS 16.

Informação financeira

€m (valores em IFRS, excepto indicação em contrário)

	Trimestre				
	1T18	4T18	1T19	Var. YoY	% Var. YoY
Ebitda RCA	455	493	494	39	9%
Exploração & Produção	293	339	374	81	28%
Refinação & Distribuição	122	118	70	(52)	(42%)
Gas & Power	34	25	47	14	40%
Ebit RCA	278	313	278	(0)	(0%)
Exploração & Produção	210	260	256	45	21%
Refinação & Distribuição	33	24	(21)	(55)	s.s.
Gas & Power	28	20	42	14	49%
Resultado líquido RCA	135	109	103	(32)	(24%)
Resultado líquido IFRS	130	44	(8)	(137)	s.s.
Eventos não recorrentes	(38)	7	(126)	88	s.s.
Efeito <i>stock</i>	33	(72)	15	(18)	(54%)
Cash flow das atividades operacionais	245	402	396	151	62%
Investimento	146	301	149	2	2%
Free cash flow	29	121	159	131	s.s.
Free cash flow após dividendos	29	120	91	62	s.s.
Dívida líquida	1.885	1.737	1.603	(281)	(15%)
Rácio dívida líquida para Ebitda RCA¹	1,0x	0,8x	0,7x	-	-

¹ Rácio considera o Ebitda RCA LTM de €2.213 m, o qual é ajustado pelo impacto da aplicação da norma IFRS 16 (€44 m no 1T19).

Indicadores operacionais

	Trimestre				
	1T18	4T18	1T19	Var. YoY	% Var. YoY
Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	104,1	113,1	112,6	8,5	8%
Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	102,6	111,7	110,8	8,1	8%
Realizações de petróleo e gás - Dif. para Brent (USD/boe)	(8,7)	(7,8)	(8,9)	0,3	3%
Matérias-primas processadas (mmboe)	25,2	19,3	22,6	(2,6)	(10%)
Margem de refinação Galp (USD/boe)	3,3	4,3	2,3	(1,0)	(30%)
Vendas produtos petrolíferos a clientes diretos (mt)	2,0	2,2	2,1	0,1	4%
Vendas de GN a clientes diretos (mm ³)	1.225	1.181	1.157	(68)	(6%)
Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	750	544	814	65	9%

Indicadores de mercado

	Trimestre				
	1T18	4T18	1T19	Var. YoY	% Var. YoY
Taxa de câmbio média EUR:USD	1,23	1,14	1,14	(0,09)	(8%)
Taxa de câmbio média EUR:BRL	3,99	4,35	4,28	0,29	7%
Preço médio do <i>dated</i> Brent (USD/bbl)	66,8	68,8	63,1	(3,7)	(6%)
Diferencial crude <i>heavy-light</i> ¹ (USD/bbl)	(1,5)	(0,8)	(0,2)	(1,3)	(86%)
Preço de gás natural MIBGAS ibérico (EUR/MWh)	22,2	26,0	21,3	(0,9)	(4%)
Preço de gás natural TTF holandes (EUR/MWh)	21,4	24,8	18,4	(2,9)	(14%)
Preço de GNL Japão/Coreia (USD/mmbtu)	9,4	10,0	6,6	(2,8)	(30%)
Mercado <i>oil</i> ibérico (mt)	15,6	16,6	16,7	1,1	7%
Mercado gás natural ibérico (mm ³)	10.079	9.732	10.194	115	1%

Fonte: Platts para preços de *commodities*; MIBGAS para preço de gás natural ibérico; APETRO e CORES para o mercado *oil* ibérico; Galp e Enagás para mercado de gás natural ibérico.

¹ Urals NWE *dated* para crude pesado; *dated* Brent para crude leve.



2. Exploração & Produção

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário; valores unitários com base na produção total *net entitlement*)

	Trimestre					
	1T18	4T18	1T19	1T19 (sem IFRS16)	Var. YoY	% Var. YoY
Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	104,1	113,1	112,6		8,5	8%
Produção de petróleo (kbpd)	91,6	99,8	99,5		7,8	9%
Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	102,6	111,7	110,8		8,1	8%
Angola	5,6	8,9	8,7		3,1	56%
Brasil	97,1	102,9	102,1		5,0	5%
Realizações de petróleo e gás - Dif. Brent (USD/boe)	(8,7)	(7,8)	(8,9)		0,3	3%
<i>Royalties</i> (USD/boe)	5,4	5,5	5,1		(0,3)	(6%)
Custo de produção (USD/boe)	9,2	7,0	3,8	7,6	(5,4)	(59%)
DD&A² (USD/boe)	11,0	8,8	13,5	11,0	2,5	23%
Ebitda RCA	293	339	374	341	81	28%
Depreciações, Amortizações e Imparidades ²	83	96	119	97	36	44%
Imparidades sobre ativos de exploração	-	-	-	-	-	s.s.
Provisões	-	(17)	-	-	-	s.s.
Ebit RCA	210	260	256	244	45	21%
Ebit IFRS³	210	279	56	44	(155)	(74%)
Resultados de Empresas associadas E&P	13	12	16	16	2	19%

¹ Inclui produção de gás natural exportada; exclui gás natural consumido ou injetado. ² Inclui provisões para abandono e exclui imparidades relacionadas com ativos exploratórios.

³ Inclui impacto da unitização.

Atividade

A produção média *working interest* foi de 112,6 kboepd, um aumento de 8% YoY, devido ao contínuo desenvolvimento do campo Lula no bloco BM-S-11, e de Kaombo em Angola. A produção de gás natural representou 12% da produção total do Grupo.

No Brasil, o aumento de produção foi suportado pela FPSO #7, que contribuiu a nível de *plateau* de produção de petróleo durante o período, pelo *ramp-up* de produção da FPSO #8 e pelo início de operação da FPSO #9, em fevereiro, na área de Lula Norte. Esta é a terceira unidade replicante e a última planeada para a fase inicial de desenvolvimento do BM-S-11.

Durante o trimestre, procedeu-se à manutenção planeada da FPSO #3.

Em Angola, a produção WI foi de 10,5 kbpd, um incremento de 49% YoY, devido ao contributo da FPSO Kaombo Norte, no bloco 32. A produção *net entitlement* aumentou 56% YoY, para 8,7 kbpd.

No dia 2 de abril, a Galp anunciou a entrada em produção da FPSO em Kaombo Sul, a segunda unidade a desenvolver o bloco 32.

Resultados

O Ebitda RCA foi de €374 m, tendo o aumento da produção e a apreciação do Dólar compensado o menor preço das *commodities*. O incremento de 28% YoY deriva sobretudo da implementação da IFRS 16.

Os custos de produção foram de €34 m, os quais excluem os custos relacionados com locações operacionais de €34 m. Em termos unitários, e numa base *net entitlement*, os custos de produção foram de \$3,8/boe (ou \$7,6/boe numa base comparável YoY, sem considerar os impactos provenientes de alterações contabilísticas).

As amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) aumentaram €36 m YoY para os €119 m, refletindo a maior base de ativos em operação e o impacto de €22 m da IFRS 16. Numa base *net entitlement*, as depreciações e amortizações foram de \$13,5/boe, ou \$11,0/boe numa base comparável YoY.

O Ebit RCA foi de €256 m, um aumento de 21% YoY.

Processo de unitização de Lula, no Brasil

A Galp, através da sua subsidiária Petrogal Brasil, detém uma participação de 10% no consórcio BM-S-11 em que se insere a acumulação de Lula atualmente em desenvolvimento.

Uma vez que a acumulação de Lula se estende para a área adjacente de Sul de Tupi, que faz parte da Cessão Onerosa, e para uma área não contratada, foi necessário, de acordo com a legislação brasileira, um Acordo de Individualização da Produção (AIP).

A ANP comunicou ao consórcio em março a aprovação do acordo da unitização de Lula, efetiva desde 1 de abril de 2019. O acordo determina as participações respetivas a cada participante na área unitizada, assim como os termos e condições para o desenvolvimento conjunto do projeto.

As participações na área unitizada são as seguintes:

	Lula (BM-S-11)	Lula Unitizado (BM-S-11 + CO + Área não Contratada)
Galp	10%	9,209%
Petrobras (operador)	65%	67,216%
Shell Brasil Petróleo Ltda.	25%	23,024%
PPSA	0%	0,551%

Os processos de unitização dão origem a equalizações entre os participantes de cada área licenciada, baseadas nos custos de investimento incorridos no passado pelos parceiros, considerando a sua participação original, e os resultados líquidos recebidos. É esperado que estas equalizações originem reembolsos entre os parceiros em função dos termos e condições acordados entre os mesmos.

A Galp reconheceu nas suas demonstrações financeiras a melhor estimativa, à data de 31 de março de 2019, dos impactos provenientes da diluição da participação na acumulação de Lula na sua subsidiária brasileira. Estes incluem um impacto de €98 m, considerado um evento não-recorrente, em resultado líquido e um decréscimo de €133 m na rubrica de outros ativos/passivos, resultante do ajuste de resultados e investimentos passados por parte do consórcio BM-S-11 e da área da Cessão Onerosa. Os montantes relacionados com empresas associadas encontram-se ainda por reconhecer. O montante líquido de equalização a pagar é estimado em c.€90 m.

A Empresa está presente em outros quatro processos de unitização, cuja conclusão é esperada este ano. A unitização de Lula e dos restantes processos de unitização a decorrer deverão originar um recebimento líquido de c.€100 m para a Galp.



3. Refinação & Distribuição

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Trimestre					
	1T18	4T18	1T19	1T19 (sem IFRS16)	Var. YoY	% Var. YoY
Margem de refinação Galp (USD/boe)	3,3	4,3	2,3		(1,0)	(30%)
Custo de refinação (USD/boe)	2,2	4,3	2,4		0,2	8%
Hedging da margem de refinação ¹ (USD/boe)	0,6	0,3	0,2		(0,3)	(60%)
Matérias-primas processadas (mmboe)	25,2	19,3	22,6		(2,6)	(10%)
Crude processado (mmbbl)	23,4	16,8	19,9		(3,5)	(15%)
Vendas de produtos petrolíferos (mt)	4,1	3,6	3,6		(0,4)	(11%)
Vendas a clientes diretos (mt)	2,0	2,2	2,1		0,1	4%
Ebitda RCA	122	118	70	59	(52)	(42%)
Depreciações, Amortizações e Imparidades	88	88	92	82	3	4%
Provisões	0	7	(0)	(0)	(0)	s.s.
Ebit RCA	33	24	(21)	(23)	(55)	s.s.
Ebit IFRS	74	(86)	7	5	(67)	(91%)
Resultados de Empresas associadas R&D	1	(8)	(2)	(2)	(4)	s.s.

¹ Impacto em Ebitda.

Atividade

No primeiro trimestre de 2019 foram processados 22,6 mmbœ de matérias-primas, um decréscimo de 10% YoY devido a restrições operacionais no aparelho refinador. O crude representou 88% das matérias-primas processadas, 83% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 44% da produção, a gasolina 24% e o fuelóleo 17%. Os consumos e quebras representaram 8% das matérias-primas processadas.

As vendas de produtos petrolíferos descenderam 11% YoY, devido ao decréscimo nas exportações no seguimento da menor disponibilidade de produtos. Os volumes vendidos a clientes diretos aumentaram 4% YoY para os 2,1 mt no seguimento da evolução positiva da procura nos mercados *core*.

Resultados

O Ebitda RCA do negócio de R&D foi de €70 m, considerando a aplicação da norma IFRS 16, cujo impacto em Ebitda no trimestre foi positivo em €12 m. Os resultados foram impactados pelo menor contributo da atividade de refinação.

A margem de refinação da Galp diminuiu YoY para os \$2,3/bœ, nomeadamente devido ao decréscimo dos *cracks* da gasolina, assim como a menores eficiências operacionais resultantes das restrições durante o trimestre.

Os custos de refinação mantiveram-se em linha YoY nos €48 m, ou \$2,4/bœ em termos unitários, enquanto as operações de cobertura da margem de refinação contribuíram com €5 m para o Ebitda do período.

Excluindo o impacto da aplicação da norma IFRS 16, o contributo da atividade de comercialização de produtos petrolíferos seguiu o aumento do volume de vendas a clientes diretos.

O Ebit RCA foi de -€21 m, já considerando um impacto negativo da aplicação da norma IFRS 16 de €9 m em depreciações. O Ebit IFRS foi de €7 m com um efeito *stock* positivo de €28 m.

4. Gas & Power

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Trimestre					
	1T18	4T18	1T19	1T19 (sem IFRS16)	Var. YoY	% Var. YoY
Vendas totais de GN/GNL (mm³)	1.975	1.725	1.971		(3)	(0%)
Vendas a clientes diretos (mm ³)	1.225	1.181	1.157		(68)	(6%)
Trading (mm ³)	750	544	814		65	9%
Vendas de eletricidade a clientes diretos (GWh)	1.077	879	841		(236)	(22%)
Vendas de eletricidade à rede (GWh)	353	272	339		(14)	(4%)
Ebitda RCA	34	25	47	47	14	40%
Comercialização & Trading	22	18	36	36	14	67%
Power	12	8	11	11	(1)	(8%)
Depreciações, Amortizações e Imparidades	5	5	5	5	(0)	(6%)
Provisões	-	-	-	-	-	s.s.
Ebit RCA	28	20	42	42	14	49%
Ebit IFRS	29	24	38	38	9	30%
Resultados de Empresas associadas G&P	24	20	23	23	(1)	(6%)

Atividade

Os volumes vendidos de GN/GNL foram de 1.971 mm³, estáveis YoY, com o aumento dos volumes de trading, nomeadamente de rede, a compensar um decréscimo nas vendas a clientes diretos. As vendas a clientes diretos situaram-se nos 1.157 mm³, uma redução de 68 mm³ YoY, na sequência de menores vendas ao segmento eletroprodutor. As vendas ao segmento convencional aumentaram 16% YoY, suportadas num melhor desempenho dos clientes industriais na Península Ibérica.

As vendas de eletricidade a clientes diretos situaram-se em 841 GWh, uma redução de 22% YoY, devido ao menor volume vendido em Portugal.

O volume de vendas de eletricidade à rede situou-se a níveis normais, em 339 GWh.

Resultados

O Ebitda RCA aumentou €14 m YoY para os €47 m, refletindo o melhor desempenho da atividade de comercialização de gás natural e eletricidade na Península Ibérica, e de menores imparidades de contas a receber durante o período.

O Ebitda da atividade de Power manteve-se estável em €11 m.

O Ebit RCA foi de €42 m, enquanto o Ebit IFRS foi de €38 m.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €23 m, dos quais €5 m referentes à Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND). A 26 de abril, a GGND acordou o aumento de 58,03% na participação da Tagusgas por um montante de €32 m, passando a deter 99,36% do capital após a conclusão desta transação.



5. Informação financeira

5.1. Demonstração de resultados

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Trimestre					
	1T18	4T18	1T19	1T19 (sem IFRS16)	Var. YoY	% Var. YoY
Vendas e prestações de serviços	3.891	4.205	3.558	3.558	(332)	(9%)
Custo das mercadorias vendidas	(2.950)	(3.102)	(2.698)	(2.698)	(252)	(9%)
Fornecimentos e serviços externos	(445)	(445)	(393)	(437)	(52)	(12%)
Custos com pessoal	(82)	(76)	(82)	(82)	0	0%
Outros proveitos (custos) operacionais	45	(87)	107	107	61	s.s.
Perdas por imparidade de contas a receber	(4)	(3)	2	2	6	s.s.
Ebitda RCA	455	493	494	450	39	9%
Ebitda IFRS	497	387	314	270	(183)	(37%)
Depreciações, Amortizações e Imparidades	(177)	(190)	(216)	(186)	39	22%
Provisões	(0)	10	0	0	0	s.s.
Ebit RCA	278	313	278	264	(0)	(0%)
Ebit IFRS	319	225	102	89	(217)	(68%)
Resultados de empresas associadas	39	24	36	36	(2)	(6%)
Resultados financeiros	(9)	(64)	1	37	10	s.s.
Juros líquidos	(16)	(8)	(2)	(2)	(15)	(90%)
Capitalização juros	13	19	6	6	(7)	(53%)
Diferenças de câmbio	(13)	2	(6)	8	(7)	(54%)
Mark-to-Market de derivados de cobertura	13	(71)	31	31	18	s.s.
Juros de locações operacionais (IFRS 16)	-	-	(22)	0	22	s.s.
Outros custos/proveitos financeiros	(5)	(6)	(7)	(7)	2	36%
Res. antes impostos e interesses minoritários RCA	307	273	315	337	7	2%
Impostos	(143)	(132)	(173)	(181)	30	21%
Impostos sobre a produção de petróleo e gás natural ¹	(88)	(120)	(110)	(110)	23	26%
Interesses que não controlam	(29)	(31)	(39)	(43)	10	33%
Resultado líquido RCA	135	109	103	114	(32)	(24%)
Eventos não recorrentes	(38)	7	(126)	(126)	88	s.s.
Resultado líquido RC	97	116	(23)	(12)	(119)	s.s.
Efeito stock	33	(72)	15	15	(18)	(54%)
Resultado líquido IFRS	130	44	(8)	3	(137)	s.s.

¹ Inclui Impostos sobre o rendimento e impostos sobre a produção de petróleo e gás natural. Inclui participação especial aplicável no Brasil e IRP em Angola.

O Ebitda RCA aumentou 9% para os €494 m, considerando a aplicação da norma IFRS 16, que teve um impacto positivo em Ebitda durante o trimestre de €44 m. Excluindo este efeito, o Ebitda teria sido estável YoY, tendo o maior contributo do negócio de E&P sido compensado por uma menor contribuição do R&D. O Ebitda IFRS foi de €314 m, considerando um efeito *stock* de €24 m.

O Ebit RCA manteve-se em linha YoY em €278 m, considerando um impacto de €31 m em depreciações na sequência da aplicação da norma IFRS 16. Excluindo a aplicação desta norma, o Ebit teria diminuído €13 m. O Ebit IFRS foi de €102 m.

Durante o trimestre, os resultados financeiros foram positivos em €1 m, considerando €31 m relacionados com o *mark-to-market* de derivados. Os juros relacionados com locações operacionais no seguimento da aplicação da norma IFRS 16 foram de €22 m.

Os impostos RCA aumentaram de €143 m para €173 m, na sequência dos maiores resultados no negócio de E&P.

Os interesses que não controlam de €39 m foram principalmente atribuíveis à participação da Sinopec na Petrogal Brasil.

O resultado líquido RCA foi de €103 m, enquanto o resultado líquido IFRS foi negativo em €8 m. Os eventos não recorrentes de €126 m consideram o impacto de €98 m referente à unitização da acumulação de Lula, bem como €21 m relativos à contribuição extraordinária sobre o sector energético (CESE) em Portugal.

A contabilização efetuada em relação à CESE decorre da estrita aplicação dos normativos contabilísticos, entendendo a Galp, com base na opinião dos mais reputados juristas nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo exigíveis os montantes em causa.

5.2. Investimento

€m

	Trimestre				
	1T18	4T18	1T19	Var. YoY	% Var. YoY
Exploração & Produção	117	141	132	16	14%
Atividades de exploração e avaliação	4	27	29	25	s.s.
Atividades de desenvolvimento e produção	112	114	103	(9)	(8%)
Refinação & Distribuição	28	149	15	(13)	(47%)
Gas & Power	1	2	1	(1)	(39%)
Outros	0	9	0	0	s.s.
Investimento¹	146	301	149	2	2%

¹ Investimento com base na variação do ativo no período.

O capex totalizou €149 m durante o trimestre, dos quais 89% foram alocados ao negócio de E&P.

O investimento em atividades de desenvolvimento e produção atingiu os €103 m, e esteve sobretudo relacionado com a execução de Lula, no bloco BM-S-11 no Brasil, do bloco 32 em Angola e do projeto de GNL em Moçambique. O investimento de €29 m em atividades de exploração e avaliação (E&A) foi sobretudo relacionado com trabalhos na área de Norte de Carcará.

O investimento no *downstream* esteve principalmente relacionado com a manutenção e melhoria da eficiência energética das refinarias, bem como investimentos em empresas associadas.

5.3. Cash flow

Método Indireto

€m (valores em IFRS)

	Trimestre			
	1T18	4T18	1T19	1T19 (sem IFRS 16)
Ebit ¹	319	225	302	289
Dividendos de empresas associadas	-	44	10	10
Depreciações, Amortizações e Imparidades	177	171	216	186
Variação de fundo de maneo	(159)	156	3	3
Impostos sobre o rendimento e sobre a produção de petróleo e gás	(92)	(195)	(135)	(135)
Cash flow das atividades operacionais	245	402	396	353
Investimento líquido	(169)	(282)	(152)	(152)
Juros pagos e recebidos	(47)	1	(42)	(42)
Pagamentos de locações operacionais (IFRS 16) ²	-	-	(44)	-
Free cash flow	29	121	159	159
Dividendos pagos aos interesses que não controlam ³	-	(1)	(68)	(68)
Dividendos pagos aos acionistas	-	-	-	-
Free cash flow após dividendos	29	120	91	91
Outros	(27)	42	43	43
Variação da dívida líquida	(2)	(162)	(134)	(134)

¹ 1T19 foi ajustado do evento não-recorrente *non-cash* da unitização de Lula.

² Inclui pagamento de juros (€22 m) e capital (€22 m).

³ Dividendos pagos à Sinopec. Adicionalmente, a Sinopec reembolsou o seu empréstimo de €176 m à Galp/Sinopec JV, cujos recebimentos foram utilizados para efetuar uma redução do prémio de emissão na Galp/Sinopec JV.

O CFFO foi de €396 m, considerando os €44 m de efeito da aplicação da norma IFRS 16, suportado no aumento da contribuição das atividades de *upstream*, apesar de impactado pela performance da atividade de refinação.

O FCF foi de €159 m, considerando um investimento líquido de €152 m.

5.4. Situação financeira e dívida

€m (valores em IFRS)

	31 dez. 2018	31 mar. 2019	Var. vs 31 dez. 2018
Ativo fixo líquido	7.340	7.380	41
Direitos de uso (IFRS 16)	-	1.209	1.209
Fundo de maneo	814	811	(3)
Empréstimo à Sinopec	176	-	(176)
Outros ativos/passivos	(546)	(704)	(159)
Capital empregue	7.784	8.696	912
Dívida de curto prazo	559	216	(344)
Dívida de médio-longo prazo	2.686	2.690	4
Dívida total	3.245	2.906	(339)
Caixa e equivalentes	1.508	1.303	(205)
Dívida líquida	1.737	1.603	(134)
Locações operacionais (IFRS 16)	-	1.230	1.230
Capital próprio	6.047	5.862	(184)
Capital próprio, dívida líquida e locações operações	7.784	8.696	912

A 31 de março de 2019, o ativo fixo líquido era de €7.380 m, um aumento de €41 m face a dezembro de 2018.

De notar que o ativo e o passivo foram ajustados para incorporar os impactos da IFRS 16.

Durante o trimestre, o montante de €176 m relativo ao empréstimo à Sinopec foi reembolsado na totalidade, por contrapartida de uma redução do capital da Galp/Sinopec JV.

O ativo fixo líquido inclui uma redução de €74 m decorrente da estimativa de impacto da unitização de Lula, que também originou €133 m em contas a pagar na rubrica outros ativos/passivos.

Dívida financeira

€m (exceto indicação em contrário)

	31 dez. 2018	31 mar. 2019	Var. vs 31 dez. 2018
Obrigações	2.142	1.820	(322)
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.103	1.086	(17)
Caixa e equivalentes	(1.508)	(1.303)	205
Dívida líquida	1.737	1.603	(134)
Locações operacionais (IFRS 16)	-	1.230	1.230
Vida média (anos) ¹	2,7	3,1	0,4
Taxa de juro média da dívida ¹	2,53%	1,76%	(0,77 p.p.)
Dívida à taxa variável ¹	48%	60%	12 p.p.
Dívida líquida para Ebitda RCA ²	0,8x	0,7x	-

¹ Dívida não inclui locações operacionais.

² Rácio considera o Ebitda RCA LTM de €2.213 m, o qual é ajustado pelo impacto da aplicação da norma IFRS 16 (€44 m no 1T19).

A 31 de março de 2019, a dívida líquida situava-se em €1.603 m, um decréscimo de €134 m QoQ refletindo a geração de caixa durante o período. O passivo referente a locações operacionais situou-se nos €1.230 m. O rácio de dívida líquida para Ebitda RCA, considerando os ajustes da aplicação da norma IFRS 16 no Ebitda RCA, foi de 0,7x.

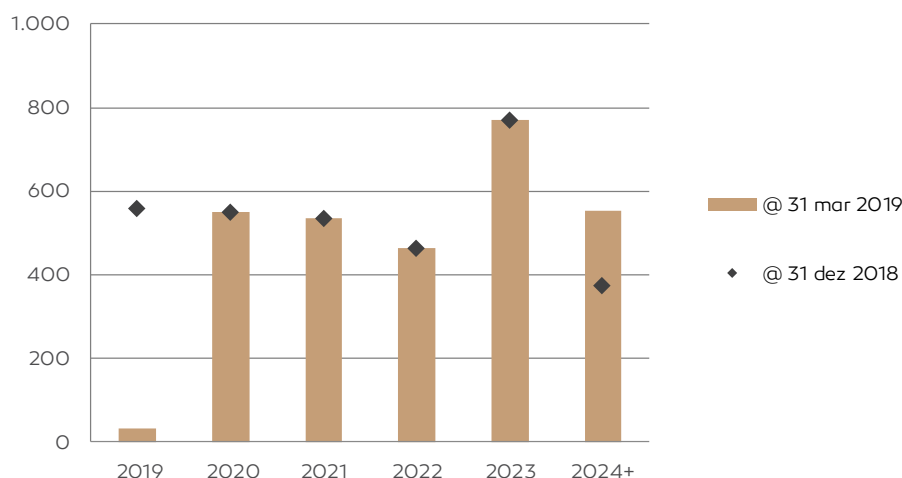
Durante o trimestre, a taxa de juro média da dívida diminuiu para 1,8%, refletindo a emissão de dívida a uma taxa competitiva durante 2018 e o reembolso em janeiro dos primeiros instrumentos de dívida a serem emitidos ao abrigo do programa EMTN ("Euro Medium Term Note"), no montante de €500 m.

O prazo médio da dívida foi de 3,1 anos e a dívida de médio e longo prazo representava 93% do total da dívida.

No final do trimestre, a Galp detinha cerca de €1,4 mil milhões (bn) em linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 75% encontravam-se garantidos contratualmente.

Perfil do reembolso da dívida

€m



Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA

Ebitda por segmento

€m

2019	Primeiro Trimestre				
	Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
Galp	314	(24)	289	204	494
E&P	170	-	170	204	374
R&D	98	(28)	70	-	70
G&P	43	4	47	-	47
Outros	2	-	2	-	2

€m

2018	Primeiro Trimestre				
	Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
Galp	497	(42)	455	-	455
E&P	293	-	293	-	293
R&D	162	(41)	122	-	122
G&P	35	(1)	34	-	34
Outros	6	-	6	-	6

Ebit por segmento

€m

2019	Primeiro Trimestre				
	Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
Galp	102	(24)	78	200	278
E&P	56	-	56	200	256
R&D	7	(28)	(21)	-	(21)
G&P	38	4	42	-	42
Outros	1	-	1	-	1

€m

2018	Primeiro Trimestre				
	Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
Galp	319	(42)	278	-	278
E&P	210	-	210	-	210
R&D	74	(41)	33	-	33
G&P	29	(1)	28	-	28
Outros	5	-	5	-	5

Eventos não recorrentes

€m

	Trimestre		
	1T18	4T18	1T19
Eventos Não Recorrentes com impacto em Ebitda	-	1,9	204,3
Margem (Variação de produção) - Unitização Lula	-	-	204,3
Custos com reestruturação - Pessoal	-	1,9	-
Eventos Não Recorrentes com impacto em <i>Non Cash Costs</i>	-	(18,6)	(4,4)
Amortizações e Depreciações - Unitização Lula	-	-	(4,4)
Imparidade de ativos	-	(18,6)	-
Eventos Não Recorrentes com impacto em Financeiros	6,9	0,4	19,3
Ganhos/Perdas participações financeiras	6,9	0,4	6,9
Custos Financeiros - Unitização Lula	-	-	12,4
Eventos Não Recorrentes com impacto em Impostos	31,4	9,2	(51,2)
Impostos sobre eventos não recorrentes	-	(0,5)	(72,2)
Imposto contribuição sector energético	31,4	9,7	21,0
Interesses que não controlam	-	(0,0)	(42,1)
Total de eventos não recorrentes	38,3	(7,1)	125,9

5.5. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

	Trimestre		
	1T18	4T18	1T19
Vendas	3.718	4.051	3.400
Serviços prestados	173	153	159
Outros rendimentos operacionais	60	(17)	128
Total de proveitos operacionais	3.951	4.188	3.686
Inventários consumidos e vendidos	(2.908)	(3.206)	(2.878)
Materiais e serviços consumidos	(445)	(445)	(393)
Gastos com o pessoal	(82)	(78)	(82)
Perdas por imparidade de contas a receber	(4)	(3)	2
Outros gastos operacionais	(15)	(70)	(21)
Total de custos operacionais	(3.454)	(3.801)	(3.373)
Ebitda	497	387	314
Depreciações, Amortizações e Imparidades	(177)	(171)	(212)
Provisões	(0)	10	0
Ebit	319	225	102
Resultados de empresas associadas	32	24	29
Resultados financeiros	(9)	(64)	(11)
Juros a receber	7	11	11
Juros a pagar	(23)	(19)	(13)
Capitalização juros	13	19	6
Juros de locações operacionais (IFRS 16)	-	-	(22)
Diferenças de câmbio	(13)	2	(6)
Mark-to-market de derivados de cobertura	13	(71)	31
Outros custos/proveitos financeiros	(5)	(6)	(19)
Resultados antes de impostos	342	185	120
Impostos ¹	(152)	(100)	(101)
Imposto contribuição sector energético ²	(31)	(10)	(30)
Resultados antes de interesses que não controlam	159	75	(11)
Resultado afeto aos interesses que não controlam	(29)	(31)	3
Resultado líquido	130	44	(8)

¹ Inclui impostos sobre o rendimento e impostos sobre a produção de petróleo e gás natural, nomeadamente Participação Especial (Brasil) e IRP (Angola).

² Inclui €12,6 m, €8,4 m e €9,0 m da CESE I, CESE II e Fondo Nacional de Eficiencia Energética, respetivamente, no primeiro trimestre de 2019.

5.6. Situação financeira consolidada

€m

	31 dez. 2018	31 mar. 2019
Ativo		
Ativos fixos tangíveis	5.333	5.280
Goodwill	85	86
Outros ativos fixos intangíveis	547	545
Direitos de uso (IFRS 16)	-	1.209
Participações financeiras em associadas	1.295	1.354
Ativos financeiros disponíveis para venda	3	3
Outras contas a receber	298	313
Ativos por impostos diferidos	369	451
Investimentos financeiros	31	54
Total de ativos não correntes	7.960	9.294
Inventários ¹	1.171	1.397
Clientes	1.032	959
Outras contas a receber	636	647
Empréstimo Sinopec	176	-
Outros investimentos financeiros	200	97
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	4	5
Caixa e equivalentes	1.508	1.303
Total de ativos correntes	4.726	4.406
Total do ativo	12.687	13.701
Capital próprio e passivo		
Capital social	829	829
Prémios de emissão	82	82
Reservas	1.843	1.419
Resultados acumulados	1.091	2.321
Resultado líquido do período	741	(8)
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.587	4.643
Interesses que não controlam	1.460	1.219
Total do capital próprio	6.047	5.862
Passivo		
Empréstimos e descobertos bancários	1.041	870
Empréstimos obrigacionistas	1.644	1.820
Locações operacionais (IFRS 16)	-	1.057
Outras contas a pagar	126	124
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	304	303
Passivos por impostos diferidos	196	223
Outros instrumentos financeiros	37	21
Provisões	658	698
Total do passivo não corrente	4.006	5.115
Empréstimos e descobertos bancários	61	216
Empréstimos obrigacionistas	498	-
Locações operacionais (IFRS 16)	-	173
Fornecedores	933	818
Outras contas a pagar	958	1.299
Outros instrumentos financeiros	102	121
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	82	96
Total do passivo corrente	2.634	2.723
Total do passivo	6.640	7.838
Total do capital próprio e do passivo	12.687	13.701

¹ Inclui €86,8 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 31 de março de 2019.

6. Bases de reporte

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp foram elaboradas em conformidade com as IFRS. A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 31 de março de 2019 e 2018 e 31 de dezembro de 2018. A informação referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de março de 2019 e 31 de dezembro de 2018.

As demonstrações financeiras da Galp são elaboradas de acordo com as IFRS e o custo das mercadorias vendidas e matérias-primas consumidas é valorizado a custo médio ponderado. 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 por 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 e materiais face à atividade operacional do Grupo.

Com o objetivo de avaliar o desempenho operacional do negócio da Galp, 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 adotou a norma IFRS 16 com vigor a 1 de janeiro de 2019. No âmbito desta norma contabilística a maioria dos contratos de locações operacionais foram reconhecidos no balanço como um direito de uso do ativo e uma responsabilidade financeira. Subsequentemente, o direito de uso do ativo é depreciado no período mais curto entre o período de vida útil do ativo ou a duração do contrato de locação operacional. A responsabilidade financeira considera juros com base na taxa de juro efetiva do contrato ou a taxa de empréstimo da entidade contratante. Os pagamentos das locações operacionais são refletidos como uma redução da responsabilidade.

A adoção da IFRS 16 não terá impacto na geração de caixa da Empresa.

7. Definições

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 do mês em que as vendas se realizam e independentemente das existências detidas no início ou no fim dos períodos. O replacement cost não é um critério aceite pelas IFRS, não sendo consequentemente adotado para efeitos de avaliação de existências e não refletindo o custo de substituição de outros ativos.

Replacement cost ajustado (RCA)

Além da utilização da metodologia replacement cost, os itens RCA excluem determinados eventos de carácter não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, impostos extraordinários, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação, que podem afetar a análise dos resultados da Empresa e que não traduzem o seu desempenho operacional regular.

Abreviaturas

%: Percentagem

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

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas

bbl: barril de petróleo

bn: billion; ou seja, mil milhões

boe: barris de petróleo equivalente

BRL: Reais do Brasil

CESE: Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (Portugal)

CFFO: Cash flow gerado por atividades operacionais

CO: Cessão Onerosa

CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

DD&A: Depreciações e amortizações

E&A: Exploração e Avaliação

E&P: Exploração & Produção

Ebit: Earnings before interest and taxes; ou seja, resultado operacional.

Ebitda: Earnings before interest, taxes, depreciation, amortization and provisions; ou seja, Ebit mais depreciações, amortizações e provisões

EMTN: Euro Medium Term Notes

EUR/€: Euro

FCF: Free cash flow

FNEE: Fondo Nacional de Eficiencia Energética (Espanha).

FPSO: Floating, production, storage and offloading unit

Galp, Empresa ou Grupo: Galp Energia, SGPS, S.A., subsidiária e empresas participadas

G&P: Gas & Power

GGND: Galp Gás Natural Distribuição, S.A.

GN: Gás natural

GNL: Gás natural liquefeito

GWh: Gigawatt hora

IAS: International Accounting Standards

IFRS: International Financial Reporting Standards; ou seja, Normas Internacionais de Relato Financeiro

IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo, pagável em Angola

k: mil

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kbpd: milhares de barris de petróleo por dia

LTM: últimos doze meses

m: milhão

mmbbl: milhões de barris de petróleo

mmbbl: milhões de barris de petróleo equivalente

mmbtu: million British thermal units, ou seja milhões de unidades térmicas britânicas

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

NE: *Net entitlement*

NWE: Northwestern Europe, i.e., Noroeste da Europa

p.p.: pontos percentuais

R&D: Refinação & Distribuição

RC: Replacement Cost

RCA: Replacement Cost Adjusted

s.s.: sem significado

TTF: Title Transfer Facility

USD/\$: dólar dos Estados Unidos

Var.: Variação

WI: Working interest

YoY: year-on-year (variação annual)

Advertência

O presente relatório foi elaborado pela Galp Energia, SGPS, S.A. ("Galp" ou a "Sociedade") e pode ser alterado e completado.

Este relatório não constitui nem integra e não deve ser interpretado como uma oferta para vender ou para emitir nem como um convite à apresentação de ofertas para compra ou outra forma de aquisição de valores mobiliários emitidos pela Sociedade ou por qualquer das suas sociedades dependentes ou participadas em qualquer jurisdição ou como um incentivo para realizar atividades de investimento em qualquer jurisdição. Nem este relatório, ou qualquer parte dele, nem a sua distribuição constituem a base ou podem ser invocados em qualquer contexto, contrato ou compromisso ou decisão de investimento, em qualquer jurisdição.

O presente relatório pode conter declarações prospetivas. Declarações prospetivas são declarações que não estão relacionadas com factos históricos. As palavras "acreditar", "prever", "antecipar", "pretender", "estimar", "vir a", "poder", "continuar", "dever" e expressões similares geralmente identificam declarações prospetivas. Declarações prospetivas podem incluir declarações sobre: objetivos, metas, estratégias, perspetivas de crescimento; planos, eventos ou desempenho futuros e potencial para o crescimento futuro; liquidez, recursos de capitais e despesas de capital; perspetivas económicas e tendências do setor; procura de energia e abastecimento; evolução dos mercados da Galp; impacto das iniciativas regulamentares; a força dos concorrentes da Galp.

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 acredite na razoabilidade com que tais suposições foram realizadas, essas suposições encontram-se por inerência sujeitas a riscos significativos conhecidos e desconhecidos, incertezas, contingências e outros fatores importantes que são difíceis ou impossíveis de prever e estão fora do seu controlo. No entanto, nenhuma garantia pode ser dada de que tais suposições demonstrarão ter sido corretas. 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 ou da indústria sejam materialmente diferentes dos resultados expressos ou implícitos nesta apresentação por tais declarações prospetivas.

Os resultados futuros reais, tanto financeiros como operacionais; o aumento da procura e alteração do mix energético; o aumento da produção e variação do portefólio da Galp; o montante e os diferentes custos de capital, distribuições futuras; acréscimo de recursos e recuperações; planos de projetos, tempo, custos e capacidades; ganhos de eficiência; redução de custos; benefícios de integração; gamas e vendas de produtos; taxas de produção; e o impacto da tecnologia, podem diferir de forma substancial devido a um número de fatores. Estes fatores podem incluir alterações no preço do petróleo ou do gás ou outras condições de mercado que afetem as indústrias do petróleo, gás e petroquímica; desempenho dos reservatórios; conclusão atempada dos projetos de desenvolvimento; guerra ou outras perturbações políticas ou de segurança; alterações de legislação ou de regulamentação governamental, incluindo regulamentação ambiental e sanções políticas; o resultado de negociações comerciais; atuação de concorrentes e clientes; desenvolvimentos tecnológicos inesperados; condições económicas gerais, incluindo a ocorrência e a duração de recessões económicas; dificuldades técnicas imprevistas; e outros fatores.

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 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
João G. Pereira
João P. Pereira
Teresa Rodrigues

Contactos:
Tel: +351 21 724 08 66

Morada:
Rua Tomás da Fonseca,
Torre A, 1600-209 Lisboa, Portugal

Website: www.galp.com
Email: investor.relations@galp.com

Reuters: GALP.LS
Bloomberg: GALP PL