

**RESULTADOS
TERCEIRO
TRIMESTRE
2018**

29 de outubro de 2018

Relações com Investidores

ÍNDICE

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	3
2. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	5
3. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO.....	7
4. GAS & POWER	9
5. INFORMAÇÃO FINANCEIRA.....	11
5.1. Demonstração de resultados.....	11
5.2. Investimento.....	13
5.3. <i>Cash flow</i>.....	14
5.4. Situação financeira e dívida	15
5.5. Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA	17
5.6. Demonstração de resultados consolidados em IFRS.....	19
5.7. Situação financeira consolidada.....	20
6. BASES DE APRESENTAÇÃO	21
7. DEFINIÇÕES	22

1. Sumário executivo

- O **Cash Flow das atividades operacionais (CFFO) foi de €343 m** no trimestre, uma redução de 14% YoY, impactado por variações de fundo de maneiio de €186 m. O **Free Cash Flow foi positivo em €87 m**.
- O **Ebitda RCA consolidado foi de €642 m**, um aumento de 38% suportado pela maior contribuição do negócio de E&P.

- **E&P: o Ebitda RCA foi de €396 m, um aumento de €192 m YoY**, beneficiando do **aumento da produção** e da **subida dos preços de venda de petróleo e gás natural**.

A **produção média *working interest* (WI) aumentou 10% YoY para os 103,8 kboepd**, um crescimento suportado pelo contributo da FPSO #7 no Brasil, cuja produção está em *plateau* desde abril, apesar da concentração das atividades de manutenção planeada durante o trimestre. É de destacar o início de produção, em julho, da primeira unidade alocada ao desenvolvimento de Kaombo, em Angola.

- **R&D: o Ebitda RCA diminuiu €20 m YoY para os €195 m**, impactado por um menor contributo da atividade de refinação. A **margem de refinação da Galp foi de \$5,8/boe**, uma descida de \$1,6/boe YoY, considerando a envolvente de refinação internacional. Os volumes de matérias-primas processadas foram negativamente impactados por atividades de manutenção.
- **G&P: o Ebitda RCA foi de €44 m**, um aumento de €4 m YoY, suportado pela maior contribuição da atividade de power.
- O **Ebit RCA do Grupo situou-se nos €470 m**, refletindo a evolução do Ebitda. O Ebit IFRS situou-se nos €514 m, com o efeito *stock* a representar €45 m.
- O **resultado líquido RCA aumentou €55 m YoY para os €212 m**, apesar de impactado pelo aumento dos impostos e pelos resultados financeiros relacionados com *mark-to-market* de derivados de cobertura e ajustamentos cambiais. O resultado líquido IFRS foi de €235 m.
- O **investimento totalizou €234 m**, dos quais 81% foram alocados a atividades de E&P, incluindo o pagamento dos bônus de assinatura das licenças Uirapuru e C-M-791, no Brasil.
- **A dívida líquida situava-se nos €1.899 m** no final de setembro, com o rácio **dívida líquida para Ebitda a situar-se em 0,9x**.
- No dia 23 de outubro, a **FPSO #8 (P-69) iniciou produção na área de Lula Extremo-Sul**, no Brasil. A unidade tem capacidade para produzir diariamente 150 kbbl de petróleo e 6 mm³ de gás natural.

Considerando o desempenho durante os primeiros nove meses do ano, é esperado que o Ebitda do ano de 2018 atinja c.€2,3 mil milhões (bn) e que o investimento se situe em c.€1,0 bn.

Informação financeira

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

Trimestre						Nove Meses			
3T17	2T18	3T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
466	628	642	175	38%	Ebitda RCA	1.310	1.725	415	32%
204	411	396	192	94%	Exploração & Produção	554	1.100	546	99%
215	174	195	(20)	(9%)	Refinação & Distribuição	630	491	(139)	(22%)
40	34	44	4	9%	Gas & Power	105	112	7	7%
289	457	470	182	63%	Ebit RCA	745	1.205	460	62%
115	328	311	196	s.s.	Exploração & Produção	269	849	580	s.s.
132	93	115	(17)	(13%)	Refinação & Distribuição	369	242	(127)	(35%)
36	29	39	3	9%	Gas & Power	90	96	6	7%
156	251	212	55	35%	Resultado líquido RCA	387	598	210	54%
154	330	235	81	53%	Resultado líquido IFRS	368	697	328	89%
(14)	11	(10)	(4)	(26%)	Eventos não recorrentes	(49)	(38)	(11)	(22%)
12	68	34	22	s.s.	Efeito <i>stock</i>	30	137	107	s.s.
398	604	343	(55)	(14%)	Cash flow das atividades operacionais	1.074	1.192	119	11%
217	217	234	17	8%	Investimento	589	597	9	2%
164	398	87	(77)	(47%)	Free cash flow	448	514	66	15%
(44)	146	(153)	108	s.s.	Free cash flow após dividendos	25	22	(2)	(9%)
1.967	1.737	1.899	(68)	(3%)	Dívida líquida	1.967	1.899	(68)	(3%)
1,2x	0,9x	0,9x	-	-	Rácio dívida líquida para Ebitda RCA	1,2x	0,9x	-	-

Indicadores operacionais

Trimestre						Nove Meses			
3T17	2T18	3T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
94,6	108,1	103,8	9,2	10%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	90,8	105,3	14,5	16%
92,4	106,7	102,3	9,9	11%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	88,9	103,9	15,0	17%
45,3	64,3	65,3	20,1	44%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	44,4	63,1	18,6	42%
29,7	28,5	27,7	(2,0)	(7%)	Matérias-primas processadas (mmbue)	85,8	81,1	(4,6)	(5%)
7,4	6,1	5,8	(1,6)	(21%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	6,1	5,1	(1,0)	(16%)
2,4	2,2	2,4	(0,0)	(1%)	Vendas produtos petrolíferos a clientes diretos (mt)	6,7	6,6	(0,1)	(2%)
1.064	1.133	1.201	138	13%	Vendas de GN a clientes diretos (mm ³)	3.264	3.559	295	9%
652	759	823	170	26%	Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	2.184	2.331	147	7%

Indicadores de mercado

Trimestre						Nove Meses			
3T17	2T18	3T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
1,17	1,19	1,16	(0,01)	(1%)	Taxa de câmbio média EUR:USD	1,11	1,19	0,08	7%
3,71	4,30	4,59	0,88	24%	Taxa de câmbio média EUR:BRL	3,54	4,30	0,76	21%
52,1	74,4	75,2	23,1	44%	Preço médio do <i>dated</i> Brent (USD/bbl)	51,8	72,1	20,3	39%
(1,4)	(2,2)	(1,2)	0,2	13%	Diferencial crude <i>heavy-light</i> ¹ (USD/bbl)	(1,5)	(1,6)	(0,2)	(13%)
17,1	22,2	26,9	9,8	58%	Preço de gás natural MIBGAS ibérico (EUR/MWh)	20,9	23,8	2,9	14%
16,1	21,1	24,6	8,4	52%	Preço de gás natural TTF holandes (EUR/MWh)	17,3	22,2	4,9	28%
6,3	8,8	10,7	4,4	71%	Preço de GNL Japão/Coreia (USD/mmbtu)	6,3	9,7	3,4	54%
5,6	2,4	3,2	(2,4)	(43%)	Margem de refinação <i>benchmark</i> (USD/bbl)	4,5	2,5	(2,0)	(44%)
16,4	16,6	16,9	0,6	3%	Mercado <i>oil</i> ibérico (mt)	47,3	49,2	1,9	4%
8.387	7.898	7.793	(594)	(7%)	Mercado gás natural ibérico (mm ³)	25.754	25.770	16	0%

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 *net entitlement*)

Trimestre					Noves Meses				
3T17	2T18	3T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
94,6	108,1	103,8	9,2	10%	Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	90,8	105,3	14,5	16%
82,8	94,6	93,1	10,3	12%	Produção de petróleo (kbpd)	79,2	93,1	13,9	17%
92,4	106,7	102,3	9,9	11%	Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	88,9	103,9	15,0	17%
5,6	5,3	7,4	1,8	31%	Angola	6,2	6,1	(0,2)	(2%)
86,8	101,4	94,9	8,1	9%	Brasil	82,7	97,8	15,1	18%
45,3	64,3	65,3	20,1	44%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	44,4	63,1	18,6	42%
4,2	6,1	6,1	1,9	46%	Royalties² (USD/boe)	4,1	5,9	1,7	42%
7,5	7,7	9,0	1,5	21%	Custo de produção (USD/boe)	8,2	8,6	0,4	5%
12,3	10,2	10,5	(1,8)	(14%)	DD&A³ (USD/boe)	13,1	10,6	(2,5)	(19%)
204	411	396	192	94%	Ebitda RCA⁴	554	1.100	546	99%
89	83	85	(4)	(4%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades ³	287	251	(36)	(13%)
-	-	-	-	s.s.	Imparidades sobre ativos de exploração ⁴	-	-	-	s.s.
0	-	-	(0)	s.s.	Provisões	(2)	-	2	s.s.
115	328	311	196	s.s.	Ebit RCA	269	849	580	s.s.
115	328	311	196	s.s.	Ebit IFRS	267	849	582	s.s.
13	10	15	3	21%	Resultados de Empresas associadas E&P	29	39	10	33%

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

² Com base na produção total NE.

³ Inclui provisões para abandono e exclui imparidades relacionadas com ativos exploratórios.

⁴ Com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2018, os custos com estudos de geologia e geofísica e gastos gerais e administrativos, principalmente relacionados com a atividade de exploração, passaram a ser considerados como custos operacionais do exercício em que ocorrem, deixando de ser capitalizados. Esta metodologia - Successful Efforts Method (SEM) - foi aplicada retrospectivamente e a informação comparativa de 2017 foi reexpressa.

Atividade

Terceiro trimestre

A produção média *working interest* de petróleo e gás natural foi de 103,8 kboepd, da qual 90% correspondeu a produção de petróleo.

A produção aumentou 10% YoY suportada pelo desenvolvimento do campo Lula no bloco BM-S-11 no Brasil, nomeadamente com a FPSO #7 a contribuir a nível de *plateau* para a produção de petróleo. São de destacar as atividades de manutenção planeada durante o trimestre nas FPSOs #1, #4 e #5, assim como na Rota 1 da rede de exportação de gás.

No bloco BM-S-11A, no âmbito do projeto de Iara, o Teste de Longa Duração (EWT) na área de Sururu Oeste foi concluído no início de agosto, tendo apenas contribuído com 0,3 kbpd para a produção média do período.

Durante o trimestre, foi concluída a perfuração do prospeto Guanxuma no bloco BM-S-8. A sonda de perfuração prosseguiu para a área de Carcará Norte, tendo iniciado a perfuração do primeiro poço nesta área, denominado Carcará Oeste.

Em Angola, a produção WI foi de 8,8 kbpd, um aumento de 14% YoY, devido ao início de produção em Kaombo Norte em julho. A produção *net entitlement* aumentou 31% YoY, para 7,4 kbpd.

Nove meses

Nos primeiros nove meses de 2018, a produção WI foi de 105,3 kboepd, um aumento de 16% YoY, suportado pelo desenvolvimento do projeto Lula no Brasil e do início de produção do Kaombo.

Resultados

Terceiro trimestre

O Ebitda RCA foi de €396 m, um incremento de €192 m YoY, suportado pelo aumento da produção e pela subida dos preços médios de venda de petróleo e gás natural.

Os custos de produção foram de €73 m no período, um aumento de €19 m YoY, devido às atividades de manutenção no período. Em termos unitários, e numa base *net entitlement*, os custos de produção foram de \$9,0/boe, um incremento de \$1,5/boe YoY.

As amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) diminuíram €4 m YoY para os €85 m, devido à revisão em alta das reservas no final de 2017 e à depreciação do BRL durante o período. Numa base *net entitlement*, as depreciações e amortizações diminuíram de \$12,3/boe para \$10,5/boe, beneficiando também do efeito de diluição pelo aumento da produção.

O Ebit RCA foi de €311 m, um aumento de €196 m YoY.

A produção *net entitlement* aumentou 17% relativamente aos primeiros nove meses de 2017, para 103,9 kboepd.

Nove meses

O Ebitda RCA aumentou €546 m YoY para €1.100 m, beneficiando do aumento da produção e dos preços médios de venda, e apesar da desvalorização do USD.

Os custos de produção foram de €205 m, um aumento de €25 m YoY, dado o maior número de unidades em produção no Brasil e considerando as atividades de manutenção no período. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção aumentaram para \$8,6/boe.

As amortizações, depreciações e provisões para abandono decresceram €36 m YoY para €251 m, devido à revisão em alta das reservas no final de 2017, nomeadamente no Brasil, e à depreciação do BRL. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de \$10,6/boe, uma redução de \$2,5/boe face ao período homólogo.

O Ebit RCA aumentou €580 m YoY, para €849 m.

A contribuição das empresas associadas foi de €39 m nos primeiros nove meses de 2018.



3. Refinação & Distribuição

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Noves Meses				
3T17	2T18	3T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
7,4	6,1	5,8	(1,6)	(21%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	6,1	5,1	(1,0)	(16%)
1,6	2,3	2,0	0,3	20%	Custo de refinação (USD/boe)	1,6	2,2	0,5	31%
(0,7)	0,2	0,0	0,7	s.s.	Impacto da cobertura da margem de refinação¹ (USD/boe)	(0,3)	0,2	0,6	s.s.
29,7	28,5	27,7	(2,0)	(7%)	Matérias-primas processadas (mmboe)	85,8	81,1	(4,6)	(5%)
27,5	26,4	25,6	(1,9)	(7%)	Crude processado (mmbbl)	77,1	75,4	(1,7)	(2%)
4,9	4,7	4,5	(0,3)	(7%)	Vendas de produtos petrolíferos (mt)	14,0	13,4	(0,6)	(4%)
2,4	2,2	2,4	(0,0)	(1%)	Vendas a clientes diretos (mt)	6,7	6,6	(0,1)	(2%)
215	174	195	(20)	(9%)	Ebitda RCA	630	491	(139)	(22%)
82	81	80	(2)	(3%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades ²	262	250	(12)	(5%)
1	0	0	(1)	(96%)	Provisões	(0)	0	1	s.s.
132	93	115	(17)	(13%)	Ebit RCA	369	242	(127)	(35%)
147	200	154	8	5%	Ebit IFRS	390	429	39	10%
2	(0)	1	(1)	(62%)	Resultados de Empresas associadas R&D	8	2	(6)	(73%)

¹ Impacto em Ebitda.

² Exclui perdas por imparidades de contas a receber que, a partir de 2018, passam a ser contabilizadas em Ebitda.

Atividade

Terceiro trimestre

No terceiro trimestre de 2018 foram processados 27,7 mmboe de matérias-primas, um decréscimo de 7% YoY devido ao início da paragem para manutenção da refinaria de Matosinhos no final de setembro. O crude representou 92% das matérias-primas processadas, 89% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 48% da produção, a gasolina 23% e o fuelóleo 15%. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias primas processadas.

As vendas de produtos petrolíferos desceram 7% YoY, devido ao decréscimo nas exportações no seguimento do aumento de inventários em antecipação à manutenção na refinação. Os volumes vendidos a clientes diretos mantiveram-se estáveis YoY em 2,4 mt.

Noves meses

Foram processados 81,1 mmboe de matérias-primas, um decréscimo de 5% face ao período homólogo, também impactado pela paragem planeada para manutenção do *hydrocracker* (HC) em Sines durante o primeiro trimestre. O crude representou 93% das matérias-primas processadas, 86% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios representaram 47% da produção, a gasolina 23% e o fuelóleo 16%. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 6,6 mt, tendo o volume em África representado 10% das vendas.

Resultados

Terceiro trimestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D diminuiu €20 m YoY para os €195 m, impactado pelo menor contributo da atividade de refinação.

A margem de refinação da Galp diminuiu YoY para os \$5,8/boe, no seguimento das menores margens de refinação no mercado internacional, nomeadamente devido ao menor *crack* da gasolina e ao maior impacto em consumos e quebras, que resultou do aumento do preço das *commodities*.

Os custos de refinação aumentaram €6 m YoY, para os €47 m ou \$2,0/boe em termos unitários, para o qual contribuiu o início da manutenção na refinaria de Matosinhos.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos beneficiou das vendas robustas a clientes diretos.

O Ebit RCA situou-se em €115 m e o Ebit IFRS aumentou para os €154 m. O efeito *stock* foi de €40 m.

Noves meses

O Ebitda RCA diminuiu €139 m para os €491 m, principalmente devido ao menor contributo da atividade de refinação, mas também impactado pelo desfasamento temporal nas fórmulas de *pricing*.

A margem de refinação da Galp situou-se em \$5,1/boe, face a \$6,1/boe no período homólogo, sobretudo devido ao menor *crack* da gasolina e com o fuelóleo a um maior desconto face ao Brent.

Os custos de refinação situaram-se nos €147 m, um aumento de €20 m YoY, sobretudo devido à manutenção do HC no primeiro trimestre do ano. Em termos unitários, os custos de refinação foram de \$2,2/boe.

As operações de cobertura da margem de refinação contribuíram com €16 m durante o período, comparativamente a uma perda de €26 m no período homólogo.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para resultados.

O Ebit RCA situou-se em €242 m e o Ebit IFRS aumentou para os €429 m. O efeito de *stock* foi de €158 m.

Os eventos não recorrentes foram de €30 m e estiveram sobretudo relacionados com o recebimento de uma indemnização de um processo de litigância.



4. Gas & Power

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Noves Meses				
3T17	2T18	3T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
1.716	1.892	2.024	308	18%	Vendas totais de GN/GNL (mm³)	5.449	5.891	442	8%
1.064	1.133	1.201	138	13%	Vendas a clientes diretos (mm ³)	3.264	3.559	295	9%
652	759	823	170	26%	Trading (mm ³)	2.184	2.331	147	7%
1.292	1.326	1.262	(29)	(2%)	Vendas de eletricidade (GWh)	3.812	4.030	219	6%
348	349	331	(17)	(5%)	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	1.192	1.044	(148)	(12%)
40	34	44	4	9%	Ebitda RCA	105	112	7	7%
31	22	30	(1)	(3%)	Comercialização & Trading	78	74	(5)	(6%)
10	12	14	4	47%	Power	26	38	12	44%
5	5	5	1	12%	Depreciações, Amortizações e Imparidades ¹	14	15	2	12%
-	0	-	-	s.s.	Provisões	1	0	(1)	(99%)
36	29	39	3	9%	Ebit RCA	90	96	6	7%
30	20	29	(1)	(5%)	Comercialização & Trading	76	69	(6)	(8%)
6	9	10	4	79%	Power	15	27	12	84%
34	35	44	10	30%	Ebit IFRS	95	108	13	13%
25	25	24	(2)	(7%)	Resultados de Empresas associadas G&P	75	73	(3)	(4%)

¹ Exclui perdas por imparidades de contas a receber que, a partir de 2018, passam a ser contabilizadas em Ebitda.

Atividade

Terceiro trimestre

Os volumes vendidos de GN/GNL no terceiro trimestre de 2018 aumentaram 18% YoY para 2.024 mm³, devido ao incremento dos volumes de trading de rede e dos volumes vendidos a clientes industriais e no segmento eletroprodutor na Península Ibérica.

As vendas de eletricidade situaram-se em 1.262 GWh, uma redução de 2% YoY, no seguimento da manutenção planeada da unidade de cogeração de Matosinhos.

Noves meses

Os volumes vendidos de GN/GNL aumentaram 8% YoY para os 5.891 mm³, suportados pelo aumento das vendas em trading de rede e no segmento convencional, em particular a clientes industriais.

Os volumes vendidos em trading registaram um aumento de 7% YoY, tendo o aumento dos volumes de gás natural transacionados em *hubs* europeus compensado os menores volumes de trading de GNL.

As vendas de eletricidade aumentaram 6% YoY para os 4.030 GWh, devido à maior contribuição da atividade de comercialização.

Resultados

Terceiro trimestre

O Ebitda RCA foi de €44 m, um aumento de €4 m YoY, beneficiando de uma atividade de Comercialização & Trading estável e de uma maior contribuição da atividade de Power.

O Ebitda da atividade de Power situou-se nos €14 m, um incremento de €4 m YoY, por via do aumento do preço de venda da energia produzida.

O Ebit RCA foi de €39 m, enquanto o Ebit IFRS foi de €44 m.

Os resultados de empresas associadas foram de €24 m, dos quais €7 m relativos à participação na Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND).

Noves meses

O Ebitda RCA situou-se nos €112 m, €7 m acima do registado no período homólogo, suportado pela maior contribuição da atividade de Power.

O Ebitda do Power aumentou €12 m YoY para os €38 m, beneficiando da maior contribuição das cogerações, enquanto a atividade de Comercialização & Trading registou um decréscimo de €5 m para os €74 m.

O Ebit RCA foi de €96 m, enquanto o Ebit IFRS foi de €108 m.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €73 m, dos quais €24 m relativos à GGND.

5. Informação financeira

5.1. Demonstração de resultados

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Nove Meses				
3T17	2T18	3T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
3.891	4.546	4.540	649	17%	Vendas e prestações de serviços	11.513	12.977	1.464	13%
(2.967)	(3.394)	(3.382)	416	14%	Custo das mercadorias vendidas	(8.806)	(9.726)	920	10%
(376)	(459)	(432)	56	15%	Fornecimentos e serviços externos	(1.180)	(1.336)	155	13%
(86)	(72)	(87)	2	2%	Custos com pessoal	(233)	(241)	8	3%
11	9	8	(3)	(25%)	Outros proveitos (custos) operacionais	31	62	31	s.s.
(7)	(2)	(5)	(2)	(28%)	Perdas por imparidade de contas a receber	(15)	(11)	(4)	(24%)
466	628	642	175	38%	Ebitda RCA	1.310	1.725	415	32%
479	741	686	207	43%	Ebitda IFRS	1.338	1.924	586	44%
(177)	(171)	(172)	(5)	(3%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(566)	(519)	(47)	(8%)
(1)	(0)	(0)	(1)	(96%)	Provisões	1	(0)	(2)	s.s.
289	457	470	182	63%	Ebit RCA	745	1.205	460	62%
301	570	514	214	71%	Ebit IFRS	769	1.404	635	83%
40	35	39	(1)	(3%)	Resultados de empresas associadas	113	113	0	0%
(17)	36	(34)	(17)	s.s.	Resultados financeiros	(42)	(6)	36	86%
(19)	(9)	(18)	(0)	(2%)	Juros líquidos	(59)	(39)	(19)	(33%)
18	13	3	(15)	(83%)	Capitalização juros	64	30	(34)	(53%)
5	(5)	(15)	(20)	s.s.	Diferenças de câmbio	(9)	(33)	(24)	s.s.
(18)	37	(7)	11	60%	Mark-to-Market de derivados de cobertura	(25)	43	69	s.s.
(3)	-	4	7	s.s.	Outros custos/proveitos financeiros	(13)	(6)	6	49%
312	529	475	163	52%	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam RCA	816	1.312	496	61%
(132)	(229)	(221)	89	68%	Impostos	(376)	(594)	218	58%
(41)	(124)	(117)	76	s.s.	Impostos sobre a produção de petróleo e gás natural ¹	(170)	(329)	158	93%
(24)	(48)	(43)	19	76%	Interesses que não controlam	(53)	(120)	67	s.s.
156	251	212	55	35%	Resultado líquido RCA	387	598	210	54%
(14)	11	(10)	(4)	(26%)	Eventos não recorrentes	(49)	(38)	(11)	(22%)
142	262	201	59	42%	Resultado líquido RC	339	560	221	65%
12	68	34	22	s.s.	Efeito stock	30	137	107	s.s.
154	330	235	81	53%	Resultado líquido IFRS	368	697	328	89%

¹ Inclui participação especial aplicável no Brasil e IRP em Angola.

Terceiro trimestre

O Ebitda RCA aumentou 38% YoY para os €642 m, devido à maior contribuição do negócio de E&P, enquanto o Ebitda IFRS atingiu os €686 m, com o efeito *stock* a situar-se nos €45 m.

O Ebit RCA aumentou €182 m para os €470 m, enquanto o Ebit IFRS atingiu os €514 m.

Os resultados de empresas associadas foram de €39 m.

Os resultados financeiros foram negativos em €34 m, um agravamento face ao período homólogo, que se deveu principalmente ao impacto menos favorável do *mark-to-market* de derivados relacionados com a cobertura da margem de refinação e a diferenças cambiais relacionadas com a apreciação do USD.

Os impostos RCA aumentaram de €132 m para €221 m, na sequência dos maiores resultados operacionais, sobretudo no negócio de E&P.

Os interesses que não controlam de €43 m foram principalmente atribuíveis à participação da Sinopec na Petrogal Brasil.

O resultado líquido RCA foi de €212 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €235 m. Os eventos não recorrentes de €10 m estiveram relacionados com a Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético.

Nove meses

O Ebitda RCA aumentou €415 m para os €1.725 m, suportado pelo aumento da produção e do preço do petróleo e do gás natural no âmbito do negócio de E&P, apesar da desvalorização do USD.

O Ebit RCA aumentou €460 m para os €1.205 m, enquanto o Ebit IFRS atingiu os €1.404 m.

Os resultados de empresas associadas mantiveram-se estáveis em €113 m.

Os resultados financeiros evoluíram favoravelmente, apesar de serem negativos em €6 m. Destaca-se a evolução favorável do *mark-to-market* de derivados relacionados com a cobertura da margem de refinação e a redução dos juros líquidos, consequência da redução do custo da dívida entre períodos.

Os impostos RCA aumentaram €218 m YoY para os €594 m, principalmente devido aos maiores impostos relacionados com a produção de petróleo e gás natural.

Os interesses que não controlam de €120 m foram principalmente atribuíveis à participação de 30% da Sinopec na Petrogal Brasil.

O resultado líquido RCA atingiu os €598 m, enquanto o resultado líquido IFRS foi de €697 m.

5.2. Investimento

€m

Trimestre					Nove Meses				
3T17	2T18	3T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
184	176	188	5	2%	Exploração & Produção	511	481	(30)	(6%)
1	71	117	116	s.s.	Atividades de exploração e avaliação	1	192	190	s.s.
182	105	71	(111)	(61%)	Atividades de desenvolvimento e produção	509	289	(220)	(43%)
30	36	44	14	47%	Refinação & Distribuição	70	109	39	55%
2	5	0	(2)	(85%)	Gas & Power	6	7	0	3%
0	0	1	0	s.s.	Outros	1	1	0	3%
217	217	234	17	8%	Investimento¹	589	597	9	2%

¹ Investimento com base na variação do ativo no período.

Terceiro trimestre

O investimento totalizou €234 m durante o trimestre, dos quais 81% alocados ao negócio de E&P.

O investimento em atividades de exploração e avaliação atingiu os €117 m, devido principalmente ao pagamento dos bônus de assinatura relativos às licenças de Uirapuru e C-M-791 no Brasil, que totalizaram €103 m. Destacam-se ainda as atividades de perfuração em Guanxuma e em Carcará Norte no pré-sal brasileiro.

O investimento em atividades de desenvolvimento e produção foi principalmente alocado ao desenvolvimento dos projetos no bloco BM-S-11 no Brasil e no bloco 32 em Angola.

Nove meses

O investimento atingiu €597 m durante o período, dos quais 80% alocados ao negócio de E&P.

O investimento em atividades de desenvolvimento e produção atingiu os €289 m e foi sobretudo alocado a atividades no bloco BM-S-11 e no bloco 32. No período destaca-se também o investimento no projeto Coral Sul em Moçambique.

O investimento nas atividades de *downstream* (R&D e G&P) atingiu €115 m, tendo sido alocado sobretudo à manutenção e melhoria da eficiência energética das refinarias, bem como à renovação da rede de retalho.

5.3. Cash flow

Método indireto

€m (valores em IFRS)

Trimestre				Nove Meses	
3T17	2T18	3T18		2017	2018
301	570	514	Ebit	769	1.404
178	171	171	Depreciações, Amortizações e Imparidades	569	519
(107)	(163)	(163)	Impostos sobre o rendimento e sobre a produção de petróleo e gás	(304)	(418)
13	67	7	Dividendos de empresas associadas	99	74
13	(41)	(186)	Variação de fundo de manei	(60)	(387)
398	604	343	Cash flow das atividades operacionais	1.074	1.192
(19)	(7)	(10)	Juros pagos e recebidos	(59)	(64)
(216)	(199)	(246)	Investimento líquido ¹	(567)	(614)
164	398	87	Free cash flow	448	514
(208)	(252)	(239)	Dividendos pagos	(423)	(491)
(44)	146	(153)	Free cash flow após dividendos	25	22
(65)	2	(9)	Outros ²	(121)	(36)
110	(148)	162	Variação da dívida líquida	96	14

¹ Investimento líquido baseado nas entradas e saídas de caixa durante o período. ² Inclui CTA e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec de €26 m e €52 m durante o 3T18 e 9M18, respetivamente.

Terceiro trimestre

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais (CFFO) de €343 m foi impactado pelo investimento de €186 m em fundo de manei, que se deveu principalmente ao aumento dos inventários em preparação de atividades de manutenção nas refinarias, e a cargas de crude em trânsito no âmbito do negócio de E&P.

Durante o terceiro trimestre foram pagos €239 m em dividendos, sobretudo relacionados com o pagamento do dividendo intercalar relativo ao exercício de 2018.

Nove meses

Durante os primeiros nove meses, o desempenho robusto de todos os negócios contribuiu para que o CFFO registasse um incremento de 11% para os €1.192 m, apesar do investimento de €387 m em fundo de manei.

Apesar do investimento líquido de €614 m e do pagamento de dividendos no período, o *free cash flow* após dividendos foi positivo em €22 m.

Método direto

€m (valores em IFRS)

Trimestre				Nove Meses	
3T17	2T18	3T18		2017	2018
902	1.048	1.331	Caixa e equivalentes no início do período¹	923	1.096
4.282	5.050	5.333	Recebimento de clientes	12.993	14.671
(2.672)	(3.109)	(3.491)	Pagamento a fornecedores	(8.267)	(9.452)
(71)	(97)	(73)	Salários e encargos	(240)	(245)
13	67	7	Dividendos de empresas associadas	99	74
(657)	(691)	(604)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(2.009)	(1.940)
(411)	(453)	(665)	IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros	(1.219)	(1.497)
(107)	(163)	(163)	Impostos sobre o rendimento e sobre a produção de petróleo e gás	(304)	(418)
377	604	343	Cash flow das atividades operacionais	1.053	1.192
(253)	(199)	(246)	Investimento líquido ²	(581)	(614)
(8)	(7)	(10)	Juros pagos e recebidos	(81)	(64)
(208)	(252)	(239)	Dividendos pagos	(423)	(491)
(93)	146	(153)	Free cash flow após dividendos	(33)	22
(50)	127	165	Empréstimos pagos e recebidos	(82)	239
0	26	26	Reembolsos da Sinopec	42	52
(13)	(16)	(26)	Efeito de alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	(104)	(66)
746	1.331	1.343	Caixa e equivalentes no final do período¹	746	1.343

¹ 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. ² Investimento líquido baseado nas entradas e saídas de caixa durante o período.

5.4. Situação financeira e dívida

€m (valores em IFRS)

	31 dez. 2017	30 jun. 2018	30 set. 2018	Var. vs 31 dez. 2017	Var. vs 30 jun. 2018
Ativo fixo líquido	7.231	7.095	7.157	(74)	62
Fundo de manei	584	785	971	387	186
Empréstimo à Sinopec	459	451	172	(287)	(279)
Outros ativos (passivos)	(613)	(601)	(595)	18	7
Capital empregue	7.661	7.730	7.705	44	(25)
Dívida de curto prazo	551	708	563	13	(145)
Dívida de médio-longo prazo	2.532	2.514	2.686	154	171
Dívida total	3.083	3.222	3.249	166	27
Caixa e equivalentes	1.198	1.485	1.350	153	(135)
Dívida líquida	1.885	1.737	1.899	14	162
Total do capital próprio	5.776	5.993	5.806	30	(187)
Total do capital próprio e da dívida líquida	7.661	7.730	7.705	44	(25)

A 30 de setembro de 2018, o ativo fixo líquido era de €7.157 m, um aumento de €62 m face ao final do segundo trimestre, com o investimento líquido a mais do que compensar as amortizações, e com a desvalorização do BRL a impactar a base de ativo. O investimento

em curso, relativo sobretudo ao negócio de E&P, totalizava €2.241 m no final do trimestre.

O empréstimo à Sinopec diminuiu €279 m durante o trimestre, por contrapartida de uma redução de capital no mesmo montante na Galp/Sinopec JV.

Dívida financeira

€m (exceto indicação em contrário)

	31 dez. 2017	30 jun. 2018	30 set. 2018	Var. vs 31 dez. 2017	Var. vs 30 jun. 2018
Obrigações	1.987	2.042	2.141	154	100
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.096	1.181	1.108	12	(73)
Caixa e equivalentes	(1.198)	(1.485)	(1.350)	(153)	135
Dívida líquida	1.885	1.737	1.899	14	162
Vida média (anos)	2,5	2,9	3,0	0,5	0,0
Taxa de juro média da dívida	3,46%	2,75%	2,63%	(0,83 p.p.)	(0,12 p.p.)
Dívida à taxa variável	40%	44%	48%	-	-
Dívida líquida para Ebitda RCA	1,1x	0,9x	0,9x	-	-

A 30 de setembro de 2018, a dívida líquida situava-se em €1.899 m, um aumento de €162 m face ao final de junho, no seguimento do pagamento do dividendo e dos bónus de assinatura relativos às rodadas de licitação no Brasil em setembro. O rácio de dívida líquida para Ebitda RCA manteve-se em 0,9x.

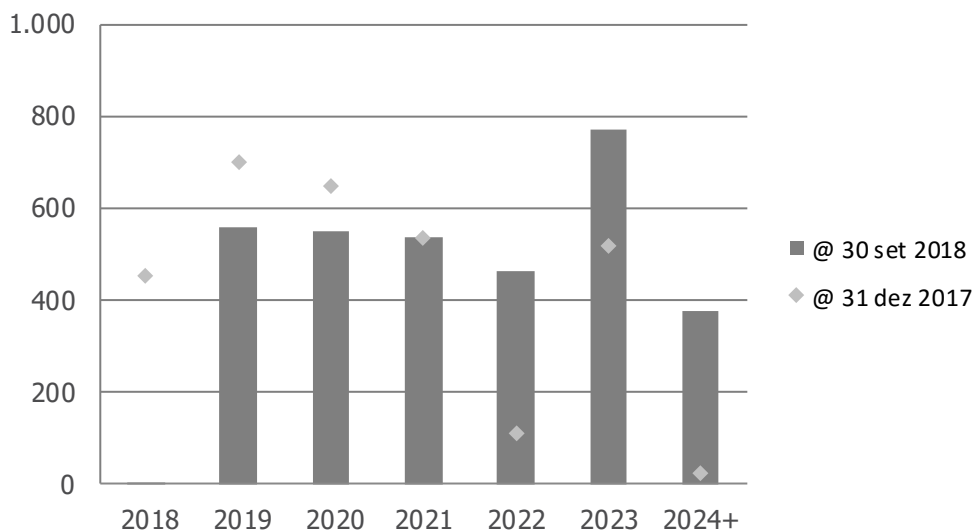
Durante o terceiro trimestre de 2018, a Galp emitiu nova dívida de médio e longo prazo no montante de €300 m, o que contribuiu para o

aumento do prazo médio da dívida para 3,0 anos e para a redução da taxa de juro média da dívida para os 2,6%. No final do período, a dívida de médio e longo prazo representava 83% do total da dívida.

No final de setembro, a Galp detinha cerca de €1,4 mil milhões em linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 75% encontrava-se garantido contratualmente.

Perfil de reembolso de dívida

€m



5.5. Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA

Ebitda por segmento

€m

Terceiro trimestre					2018	Nove Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
686	(45)	641	0	642	Galp	1.924	(169)	1.754	(30)	1.725
396	-	396	-	396	E&P	1.100	-	1.100	-	1.100
235	(40)	195	0	195	R&D	679	(158)	521	(30)	491
49	(5)	44	-	44	G&P	123	(12)	112	-	112
6	-	6	-	6	Outros	21	-	21	-	21

€m

Terceiro trimestre					2017	Nove Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
479	(13)	466	0	466	Galp	1.338	(31)	1.307	3	1.310
204	-	204	0	204	E&P	554	-	554	0	554
230	(15)	215	0	215	R&D	655	(28)	627	3	630
38	2	40	-	40	G&P	108	(4)	105	-	105
7	-	7	-	7	Outros	21	-	21	-	21

Ebit por segmento

€m

Terceiro trimestre					2018	Nove Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
514	(45)	470	0	470	Galp	1.404	(169)	1.235	(30)	1.205
311	-	311	-	311	E&P	849	-	849	-	849
154	(40)	115	0	115	R&D	429	(158)	271	(30)	242
44	(5)	39	-	39	G&P	108	(12)	96	-	96
5	-	5	-	5	Outros	18	-	18	-	18

€m

Terceiro trimestre					2017	Nove Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
301	(13)	288	1	289	Galp	769	(31)	738	7	745
115	-	115	0	115	E&P	267	-	267	2	269
147	(15)	131	1	132	R&D	390	(28)	362	7	369
34	2	36	(0)	36	G&P	95	(4)	92	(1)	90
6	-	6	-	6	Outros	18	-	18	-	18

Eventos não recorrentes

€m

Trimestre				Nove Meses	
3T17	2T18	3T18		2017	2018
0,5	(30,1)	0,4	Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda	3,0	(29,7)
0,0	-	-	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	0,1	-
0,0	-	-	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(0,7)	-
(0,0)	-	-	Write-off ativos	(0,0)	-
-	1,3	0,4	Custos com reestruturação - Pessoal	-	1,7
0,4	(31,4)	-	Custos (proveitos) com litigância	3,6	(31,4)
0,5	-	-	Eventos não recorrentes com impacto em custos non cash	4,1	-
0,1	-	-	Provisão para meio ambiente e outras	1,2	-
0,4	-	-	Imparidade de ativos	2,9	-
3,2	0,3	0,3	Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros	(10,9)	7,5
3,2	0,3	0,3	Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras ¹	(10,9)	7,5
9,8	19,0	9,6	Eventos não recorrentes com impacto em impostos	52,2	60,2
(0,3)	9,5	(0,0)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(1,8)	9,5
10,0	9,4	9,7	Imposto contribuição sector energético	54,0	50,7
0,1	(0,1)	(0,0)	Interesses que não controlam	0,3	(0,1)
14,0	(10,8)	10,3	Total de eventos não recorrentes	48,6	37,9

¹Inclui o impacto da CESE na GGND.

5.6. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

Trimestre				Nove Meses	
3T17	2T18	3T18		2017	2018
3.744	4.380	4.386	Vendas	11.058	12.484
147	166	154	Serviços prestados	456	493
27	76	21	Outros rendimentos operacionais	83	157
3.918	4.622	4.561	Total de proveitos operacionais	11.597	13.134
(2.953)	(3.311)	(3.338)	Inventários consumidos e vendidos	(8.775)	(9.557)
(377)	(459)	(432)	Materiais e serviços consumidos	(1.184)	(1.336)
(86)	(73)	(88)	Gastos com o pessoal	(233)	(243)
(7)	(2)	(5)	Perdas por imparidade de contas a receber	(15)	(11)
(17)	(36)	(13)	Outros gastos operacionais	(52)	(64)
(3.439)	(3.881)	(3.875)	Total de custos operacionais	(10.259)	(11.211)
479	741	686	Ebitda	1.338	1.924
(177)	(171)	(172)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(569)	(519)
(1)	(0)	(0)	Provisões	0	(0)
301	570	514	Ebit	769	1.404
37	35	39	Resultados de empresas associadas	124	106
(16)	36	(34)	Resultados financeiros	(42)	(6)
8	13	12	Juros a receber	22	31
(26)	(22)	(30)	Juros a pagar	(81)	(71)
18	13	3	Capitalização juros	64	30
5	(5)	(15)	Diferenças de câmbio	(9)	(33)
(18)	37	(7)	<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	(25)	43
(3)	-	4	Outros custos/proveitos financeiros	(13)	(6)
321	641	520	Resultados antes de impostos	851	1.504
(133)	(253)	(232)	Impostos ¹	(376)	(636)
(10)	(10)	(10)	Imposto contribuição sector energético ²	(54)	(51)
178	378	278	Resultados antes de interesses que não controlam	422	817
(24)	(48)	(43)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(53)	(120)
154	330	235	Resultado líquido	368	697

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 €15,4 m, €26,6 m e €8,7 m da CESE I, CESE II e FNEE, respetivamente, nos primeiros nove meses de 2018.

5.7. Situação financeira consolidada

€m

	31 dez. 2017	30 jun. 2018	30 set. 2018
Ativo			
Ativos fixos tangíveis	5.193	4.921	5.115
<i>Goodwill</i>	84	84	84
Outros ativos fixos intangíveis	407	436	526
Participações financeiras em associadas	1.483	1.554	1.309
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Contas a receber	254	248	249
Ativos por impostos diferidos	350	338	353
Investimentos financeiros	32	61	77
Total de ativos não correntes	7.806	7.645	7.716
Inventários ¹	970	1.040	1.325
Clientes	1.018	1.267	1.178
Outras contas a receber	531	743	667
Empréstimo Sinopec	459	451	172
Investimentos financeiros	66	155	271
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	4	16	8
Caixa e equivalentes	1.197	1.485	1.350
Total de ativos correntes	4.245	5.157	4.971
Total do ativo	12.051	12.802	12.687
Capital próprio e passivo			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(151)	(252)	(304)
Outras reservas	2.687	2.688	2.687
Reservas de cobertura	5	13	13
Resultados acumulados	269	636	408
Resultado líquido do período	623	462	697
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.344	4.457	4.412
Interesses que não controlam	1.435	1.536	1.394
Total do capital próprio	5.779	5.993	5.806
Passivo			
Empréstimos e descobertos bancários	937	969	1.042
Empréstimos obrigacionistas	1.595	1.544	1.644
Outras contas a pagar	286	292	130
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	326	330	333
Passivos por impostos diferidos	76	85	159
Outros instrumentos financeiros	3	25	30
Provisões	619	644	652
Total do passivo não corrente	3.842	3.889	3.990
Empréstimos e descobertos bancários	159	212	66
Empréstimos obrigacionistas	392	497	498
Fornecedores	889	1.070	926
Outras contas a pagar ²	854	884	1.122
Outros instrumentos financeiros	21	86	105
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	115	171	174
Total do passivo corrente	2.430	2.920	2.891
Total do passivo	6.272	6.809	6.880
Total do capital próprio e do passivo	12.051	12.802	12.687

¹ Inclui €85,4 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 30 de setembro de 2018.

² Inclui €5,5 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 30 de setembro 2018.

6. Bases de apresentação

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 30 de setembro de 2018 e de 2017, e 30 de junho de 2018. A informação referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 30 de setembro e 30 de junho de 2018 e a 31 de dezembro de 2017.

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

Com efeitos a 1 de janeiro de 2018, a Galp passou reconhecer como custo operacional do exercício todos os dispêndios incorridos com estudos de G&G e G&A na atividade de exploração. Os restantes dispêndios na fase de exploração, nomeadamente poços exploratórios, continuam a ser capitalizados e serão contabilizados como imparidades exploratórias se considerados poços secos.

Em adição àqueles custos, os custos relacionados com G&A que transitaram da fase de exploração para a fase de desenvolvimento foram ajustados em capital próprio. A alteração da política foi aplicada retrospectivamente e a informação comparativa de 2017 foi reexpressa.

Com efeito a partir de 1 de janeiro de 2018, as perdas por imparidades de contas a receber são contabilizadas em Ebitda, no sentido de promover maior alinhamento com a geração de caixa dos negócios. Esta alteração foi aplicada a 2017, de forma a tornar os períodos comparáveis.

A partir de 2018, a Galp adotou a IFRS 9, alterando-se a metodologia de cálculo de perdas por imparidade com clientes e outras contas a receber para um modelo de perdas esperadas, que considera a avaliação de risco de crédito desde o reconhecimento inicial. Os efeitos desta norma não foram aplicados ao período de 2017.

A Empresa implementou também a nova norma IFRS 15, a qual não teve efeitos materialmente relevantes no Grupo. No entanto, destaca-se que os montantes relativos a *under* e *overlifting* na atividade de E&P passam a ser contabilizados como outros custos/proveitos operacionais. Os efeitos desta norma não foram aplicados ao período de 2017.

7. Definições

Margem de refinação *benchmark*

A margem de refinação *benchmark* é calculada com a seguinte ponderação: 45% margem *hydrocracking* + 42,5% margem *cracking* + 7% Óleos Base + 5,5% Aromáticos.

Margem *hydrocracking* de Roterdão

45% Margem *Hydrocracking* de Roterdão: -100% Brent *dated*, +2,2% GPL FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +19,1% EuroBob NWE FOB Bg, +8,7% Nafta NWE FOB Bg, +8,5% Jet NWE CIF, +45,1% ULSD 10 ppm NWE CIF, +9,0% LSFO 1% FOB Cg; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2018: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$7,59/ton. Rendimentos mássicos.

Margem *cracking* de Roterdão

42,5% Margem *cracking* de Roterdão: -100% Brent *dated*, +2,3% GPL FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +25,4% EuroBob NWE FOB Bg, +7,5% Nafta NWE FOB Bg, +8,5% Jet NWE CIF, +33,3% ULSD 10 ppm NWE CIF, +15,3% LSFO 1% FOB Cg; C&Q: 7,7%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2018: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,59/ton. Rendimentos mássicos.

Margem óleos base de Roterdão

7% Margem Óleos Base de Roterdão: -100% Arabian Light, +3,5% GPL 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% Óleos Base FOB, +26% HSFO 3,5% NWE Bg; Consumos: -6,8% LSFO 1% CIF NWE.; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Arabian Light; Frete 2018: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,59/ton. Rendimentos mássicos.

Margem aromáticos de Roterdão

5,5% Margem Aromáticos de Roterdão: -60% EuroBob NWE FOB Bg, -40% Nafta NWE FOB Bg, +37% Nafta NWE FOB Bg, +16,5% EuroBob 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 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 caráter 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

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas

bbl: barril de petróleo

Bg: *Barges*

bcm: billion cubic metres; ou seja, mil milhões de metros cúbicos

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

Cg: *Cargoes*

CIF: *Costs, Insurance and Freight*

Cofins: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos

CTA: *Cumulative Translation Adjustment*

DD&A: Depreciações e amortizações

DST: *Drill stem test*, ou seja, teste de formação.

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

EUA: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

EWT: Teste de longa duração ou *Extended Well Test*

FCF: *free cash flow*

FNEE: Fondo Nacional de Eficiência Energética (Espanha).

FOB: *Free on board*

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

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

G&A: gastos gerais e administrativos

G&G: Geologia e Geofísica

G&P: Gas & Power

GGND: Galp Gás Natural Distribuição, S.A.

GN: gás natural

GNL: gás natural liquefeito

GWh: *gigawatt per hour*

HC: *Hydrocracker*

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

ISP: Imposto sobre produtos petrolíferos (Portugal)

IVA: Imposto sobre o Valor Acrescentado

JKM: *Japan Korea Marker*

k: mil

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kbpd: milhares de barris de petróleo por dia

kt: Milhares de toneladas

LSFO: *low sulphur fuel oil*

m: milhão

mmbbl: milhões de barris de petróleo

mmboe: 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

mtpa: milhões de toneladas por ano

MWh: Megawatt hora

NBP: *National Balancing Point*

NE: *Net entitlement*

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

PIS: Programas de Integração Social

p.p.: pontos percentuais

R&D: Refinação & Distribuição

RC: *Replacement Cost*

RCA: *Replacement Cost Adjusted*

SEM: *Successful Efforts Method*

s.s.: sem significado

TTF: *Title Transfer Facility*

ULSD: *Ultra low sulphur diesel*

USD/\$: dólar dos Estados Unidos

WI: *working interest*

YoY: *year-on-year* (variação anual)

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, perspectivas de crescimento; planos, eventos ou desempenho futuros e potencial para o crescimento futuro; liquidez, recursos de capitais e despesas de capital; perspectivas 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
Fax: +351 21 724 29 65

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