

2.º trimestre e 1.º semestre de 2026

Produção de petróleo no Brasil impulsiona resultados da Galp e suporta €800 milhões de investimento em renováveis

- Aumento da produção de petróleo e gás no Brasil – e das cotações – foram os principais suportes para resultado líquido ajustado (RCA) de €812 milhões do 1º semestre.
- Com 90% do Ebitda gerado no exterior, mais de €800 milhões de investimento (c.70%) centrou-se na Península Ibérica, na diversificação das Renováveis e nos projetos de hidrogénio verde e combustíveis de baixo carbono em curso na Refinaria de Sines.

O aumento da produção de petróleo no Brasil suportou o resultado líquido ajustado (RCA) da Galp nos primeiros seis meses do ano de €812 milhões e no 2º trimestre de €540 milhões.

Na base destes resultados esteve o aumento de 17% da produção de petróleo e gás natural face ao semestre homólogo, explicado pela entrada em operação e *ramp-up* do campo de Bacalhau, no Brasil, e pelo aumento de 28% do preço médio do Brent, para os \$92,3 por barril.

“Estes resultados refletem a qualidade dos nossos ativos e a capacidade de execução das nossas equipas, mesmo num contexto de elevada volatilidade. Mantemos uma forte disciplina financeira, enquanto continuamos a investir em oportunidades que reforçam a competitividade e o potencial de crescimento da Galp.”, afirma a co-CEO e CFO da Galp, Maria João Carioca.

Assim, o resultado ajustado a custo de substituição (RCA) antes de juros, impostos, depreciação e amortizações (Ebitda) do **Upstream** aumentou mais de 70%, tanto em termos semestrais como trimestrais, representando 62,5% do Ebitda total da Galp nos seis meses até 30 de junho, que ultrapassou os €2,2 mil milhões (+47%), e mais de metade do Ebitda do 2º trimestre, que atingiu €1,27 mil milhões (+52%).

O segundo grande contributo para os resultados veio do **Industrial e Midstream (I&M)**, onde se incluem as atividades de Aprovisionamento e *Trading*, bem como as de Refinação, que beneficiaram de diferenciais historicamente elevados nos mercados internacionais entre a cotação das matérias-primas, como o Brent, e a dos produtos refinados, como o gasóleo, a gasolina ou o *jet fuel* – a chamada margem de refinação, que se situou em \$15,8 por barril no 1º semestre.

Mais de 90% do Ebitda gerado fora de Portugal

Assim, em termos homólogos, o Ebitda do I&M aumentou 22% no semestre, para €656 milhões, e 43% no trimestre, para €458 milhões, em boa parte devido a um aumento do valor das exportações, cujo contributo para o Ebitda mais do que duplicou. A atividade de *trading* de gás natural e produtos petrolíferos também contribuiu para os bons resultados do I&M, tanto no 2º trimestre como no conjunto do semestre, que contou com o contributo integral das cargas de GNL contratadas à Venture Global.



O Upstream e o I&M, cuja atividade se desenrola predominantemente nos mercados internacionais, fizeram com que mais de 90% do Ebitda do 1º semestre tivesse sido gerado no exterior.

Os resultados da **Comercial** beneficiaram de uma recuperação das vendas de gás natural e de eletricidade, e do segmento B2B na Península Ibérica. A área de produtos e serviços de conveniência e soluções de energia representou 32% dos resultados no 1º trimestre. Em termos agregados, a Comercial aumentou o seu Ebitda em 21% para €197 milhões nos primeiros seis meses face ao período homólogo do ano anterior, e 12% em termos trimestrais, para €113 milhões.

As **Renováveis** aumentaram todos os seus indicadores operacionais, em grande parte devido à aquisição, em abril, de uma carteira de 350MW de ativos eólicos em Espanha, à entrada em operação de 230MW de capacidade solar em junho, e à adição de 55MW de capacidade de armazenagem através de baterias. No entanto, o aumento da produção de eletricidade não se materializou proporcionalmente em resultados, devido à queda dos preços, sobretudo no 1º trimestre, em que a chuva abundante fez disparar a produção hídrica. Assim, embora o Ebitda das Renováveis tenha aumentado 20% em termos homólogos trimestrais, para €11 milhões, no conjunto do 1º semestre caiu para cerca de metade em comparação com o mesmo período de 2025.

Já os resultados líquidos da Galp de acordo com as normas contabilísticas internacionais (IFRS) diminuíram 4% em termos homólogos semestrais, para €651 milhões, continuando a refletir a elevada volatilidade nos mercados e os impactos associados à variação da valorização de instrumentos de cobertura de risco.

Foco do investimento na Ibéria e no Brasil

O investimento total no semestre foi de €696 milhões, um aumento de 44% face ao ano anterior, essencialmente devido à aquisição da carteira de ativos eólicos em Espanha, representando um investimento de €318 milhões. Neste semestre, mais de 70% do investimento foi dirigido às atividades na Península Ibérica, incluindo €109 milhões na Refinaria de Sines, essencialmente no desenvolvimento dos projetos de baixo carbono.

Entre renováveis, transformação da Refinaria de Sines e outros projetos de baixo carbono, 63% do investimento no semestre, ou seja, €442 milhões, foram destinados a projetos de transição energética. O restante foi aplicado essencialmente no desenvolvimento do projeto Bacalhau e na perfuração de poços de desenvolvimento no campo de Tupi, ambos situados no pré-sal da bacia de Santos, no Brasil.

O investimento líquido de desinvestimentos (net capex) no semestre foi de €799 milhões, o que compara com uma entrada líquida de capital no período homólogo.



Informação financeira

€m (RCA, except otherwise stated)

Quarter				First Half			
2Q25	1Q26	2Q26	% Var. YoY		2025	2026	% Var. YoY
840	943	1,272	52%	RCA Ebitda	1,509	2,216	47 %
403	685	700	73%	Upstream	788	1,384	76%
320	198	458	43%	Industrial & Midstream	539	656	22%
101	84	113	12%	Commercial	163	197	21%
9	(2)	11	20%	Renewables	19	9	(52)%
5	(21)	(10)	n.m.	Corporate & Others	1	(31)	n.m.
662	773	1,055	59%	RCA Ebit	1,159	1,828	58 %
309	598	596	93%	Upstream	599	1,193	99 %
293	167	423	44%	Industrial & Midstream	484	590	22 %
69	52	70	1%	Commercial	99	122	23 %
(6)	(16)	(8)	33%	Renewables	(9)	(23)	n.m.
(2)	(28)	(25)	n.m.	Corporate & Others	(14)	(53)	n.m.
373	272	540	45%	RCA Net income	565	812	44 %
19	(383)	141	n.m.	Special items	190	(242)	n.m.
(78)	-	81	n.m.	Inventory effect	(78)	81	n.m.
315	(111)	762	n.m.	IFRS Net income	677	651	(4) %
713	713	1,076	51%	Adjusted operating cash flow (OCF)	980	1,789	83 %
627	482	1,121	79%	Cash flow from operations (CFFO)	356	1,603	n.m.
(182)	(252)	(547)	n.m.	Net Capex	305	(799)	n.m.
408	47	544	33%	Free cash flow (FCF)	594	591	(1) %
(2)	-	(39)	n.m.	Dividends paid to non-controlling interests	(92)	(39)	(57)%
(251)	-	(240)	(5)%	Dividends paid to Galp shareholders	(251)	(240)	(5)%
(135)	(46)	(179)	33%	Share buybacks	(174)	(226)	30%
1,415	1,348	1,379	(3)%	Net debt	1,415	1,379	(3) %
0.51x	0.44x	0.40x	(22)%	Net debt to RCA Ebitda¹	0.51x	0.40x	(22) %

¹Ratio considers the LTM Ebitda RCA (€3,491 m), which includes an adjustment for the impact from the application of IFRS 16 (€254 m).



Informação operacional

Quarter				First Half			
2Q25	1Q26	2Q26	% Var. YoY		2025	2026	% Var. YoY
113	129	127	12%	Working interest production (kboepd)	109	128	17%
65.2	76.1	101.8	56%	Upstream oil realisations indicator (USD/bbl)	68.9	89.0	29%
36.2	30.6	32.9	(9)%	Upstream gas realisations indicator (USD/boe)	35.4	31.6	(11)%
21.1	18.7	22.6	7%	Raw materials processed in refinery (mboe)	42.8	41.6	(3)%
6.1	14.8	16.8	n.m.	Galp refining margin (USD/boe)	5.9	15.8	n.m.
4.1	3.5	3.9	(5)%	Oil products supply ¹ (mton)	7.6	7.4	(3)%
18.6	18.0	19.7	6%	NG/LNG supply & trading volumes ¹ (TWh)	32.0	37.7	18 %
1.9	1.7	1.8	(5)%	Oil Products - client sales (mton)	3.5	3.5	(2) %
3.9	4.7	4.3	11%	Natural gas - client sales (TWh)	8.6	9.1	5 %
2.0	2.3	2.4	21%	Electricity - client sales (TWh)	3.9	4.6	18 %
773	471	890	15%	Renewable energy sold ²	1,163	1,360	17 %
24	23	22	(10)%	Renewables' realised solar price (EUR/MWh)	39	22	(44) %
41	44	90	n.m.	Renewables' realised wind price (EUR/MWh)	64	80	25 %

¹Includes volumes sold to the Commercial segment.

²Indicator adjusted for a better representation of the operating performance. Represents renewable generation sold, including voluntary curtailments for ancillary services. Figures for 2025 have been restated accordingly.

Indicadores de mercado

Quarter					First Half		
2Q25	1Q26	2Q26	% Var. YoY		2025	2026	% Var. YoY
1.13	1.17	1.16	3%	Exchange rate EUR:USD	1.09	1.17	7%
6.4	6.1	5.9	(8)%	Exchange rate EUR:BRL	6.3	6.0	(5)%
67.9	81.1	103.8	53%	Dated Brent price (USD/bbl)	71.9	92.3	28%
34.9	39.7	45.2	30%	Iberian MIBGAS natural gas price (EUR/MWh)	40.8	42.5	4%
35.4	39.5	45.6	29%	Dutch TTF natural gas price (EUR/MWh)	41.2	42.5	3%
37.2	37.7	51.6	39%	Japan/Korea Marker LNG price (EUR/MWh)	40.6	44.5	10%
137.5	277.4	373.5	n.m.	Diesel 10 ppm CIF NWE Crack (USD/ton)	139.9	324.7	n.m.
166.7	124.0	233.8	40%	EuroBob NWE FOB BG Crack (USD/ton)	144.4	178.0	23%
38.5	44.2	55.4	44%	Iberian power baseload price (EUR/MWh)	61.8	50.1	(19)%
17.2	22.6	19.5	13%	Iberian solar market price (EUR/MWh)	33.0	20.6	(38)%
37.8	39.2	59.1	56%	Iberian wind market price (EUR/MWh)	62.0	46.3	(25)%
16.4	16.2	16.3	(1)%	Iberian oil market (mton)	32.1	32.0	0%
83.4	105.7	81.1	(3)%	Iberian natural gas market (TWh)	184.8	186.8	1%

Source: Platts for commodities prices; MIBGAS for Iberian natural gas price; APETRO and CORES for Iberian oil market; REN and Enagás for Iberian natural gas market; OMIE and REE for Iberian pool price and solar and wind captured prices.

Galp

Media Relations | Diogo Sousa, Pedro Marques Pereira, Gonçalo Venâncio

galp.press@galp.com