

RESULTADOS DO 4T20 & 12M20

22 FEVEREIRO 2021
NÃO AUDITADOS



Declaração

O presente documento pode conter declarações prospetivas, incluindo, entre outras, relacionadas com resultados futuros, nomeadamente fluxos de caixa, dividendos e retorno acionista; liquidez; despesas de capital e operacionais; níveis de performance, objetivos, metas ou compromissos operacionais ou ambientais, e planeamento, timing e resultados de projetos; níveis de produção; desenvolvimentos nos mercados em que a Galp está presente; e impactos da pandemia de COVID-19 nos negócios e resultados da Galp; os quais podem divergir significativamente em função de diversos fatores, incluindo a oferta e procura de crude, gás natural, produtos petrolíferos, eletricidade e outros fatores de mercado que os afetem; os efeitos de políticas e medidas governamentais, incluindo medidas adotadas em relação à COVID-19 e para a manutenção do funcionamento das economias e dos mercados nacionais e internacionais; os impactos da pandemia de COVID-19 nas pessoas e nas economias; o impacto das medidas adotadas pela Galp para proteger a saúde e segurança dos seus trabalhadores, clientes, fornecedores e comunidades; as ações dos concorrentes e contrapartes comerciais da Galp; a capacidade de acesso aos mercados de dívida de curto e médio prazo atempadamente e em condições económicas favoráveis; a atuação dos consumidores; outros fatores jurídicos e políticos, incluindo a alteração da legislação e regulamentação aplicável e a obtenção de autorizações administrativas necessárias; eventos operacionais ou dificuldades técnicas inesperadas; o resultado de negociações comerciais, incluindo com governos e entidades privadas; e outros fatores apresentados no Relatório & Contas da Galp apresentado à Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) em relação ao exercício findo a 31 de dezembro de 2019 e disponível no sítio da internet da Galp em galp.com. Este documento também pode conter declarações sobre as perspetivas, objetivos e metas da Galp, incluindo no que diz respeito à transição energética, redução da intensidade carbónica ou neutralidade carbónica. Uma ambição exprime um resultado pretendido ou desejado pela Galp, esclarecendo-se que os meios a mobilizar para o efeito não podem depender exclusivamente da Galp. Todas as declarações, exceto as declarações referentes a factos históricos, são ou podem ser consideradas declarações prospetivas. As declarações prospetivas expressam expectativas futuras baseadas nas expectativas e pressupostos utilizados pela administração na data em que são divulgadas e envolvem riscos e incertezas, conhecidos e desconhecidos, que podem fazer com que os resultados, desempenho ou eventos difiram materialmente daqueles expressos ou implícitos em tais declarações. As declarações prospetivas incluem, entre outras, declarações relativas à potencial exposição da Galp a riscos de mercado e declarações que refletem as expectativas, convicções, estimativas, previsões, projeções e pressupostos da administração. Essas declarações prospetivas podem geralmente ser identificadas pelo uso do tempo futuro ou condicional ou de termos e frases como "objetivo", "ambição", "antecipar", "acreditar", "considerar", "poderia", "prever", "estimar", "esperar", "metas", "pretender", "poder", "objetivos", "perspetiva", "plano", "provavelmente", "projeto", "riscos", "programa", "procurar", "dever", "visar", "pensar", "alvos" ou a negação desses termos e terminologia semelhante.

A informação financeira por segmento de negócio é reportada de acordo com as políticas de relato de gestão da Galp e apresenta informação interna que é utilizada para gerir e medir o desempenho do Grupo. Para além dos *standards* IFRS, são apresentadas certas medidas alternativas de desempenho, como parâmetros de desempenho ajustados para itens especiais (resultados ajustados antes de juros, impostos, depreciações e amortizações, resultados ajustados antes de juros e impostos e resultados líquidos ajustados), rentabilidade de capitais próprios (ROE), rentabilidade média sobre capitais investidos (ROACE), nível de endividamento, fluxos de caixa das operações e fluxos de caixa disponíveis. Estes indicadores têm como objetivo facilitar a análise do desempenho financeiro da Galp e a comparação dos resultados e fluxos de caixa entre os diferentes períodos. Adicionalmente, os resultados são ainda medidos de acordo com o método de *replacement cost*, ajustado para elementos em particular. Este método é usado para avaliar o desempenho de cada segmento de negócio e facilitar a comparação do desempenho de cada um dos segmentos com os dos seus concorrentes. Este documento contém ainda indicadores de desempenho não financeiros, incluindo um indicador de intensidade de carbono para os produtos energéticos comercializados pela Galp, que mede a quantidade de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) de cada um desses produtos, desde a sua produção até à sua utilização final, por unidade de energia entregue. Este indicador abrange as emissões diretas de GEE das instalações de produção e processamento (âmbito 1) e as suas emissões indiretas associadas à energia adquirida (âmbito 2), assim como as emissões associadas à utilização de produtos pelos clientes Galp (âmbito 3). Estas emissões são ainda consideradas para produtos adquiridos a terceiros e vendidos ou transformados pela Galp. Para uma definição completa dos âmbitos 1, 2 e 3 e da metodologia utilizada pela Galp para este indicador, consulte o site da Galp em galp.com.

A Galp e os seus representantes, agentes, trabalhadores ou consultores não pretendem, e expressamente rejeitam qualquer dever, compromisso ou obrigação de elaborar ou divulgar qualquer complemento, alteração, atualização ou revisão de qualquer das informações, opiniões ou declarações prospetivas contidas neste documento de forma a refletir qualquer alteração em eventos, condições ou circunstâncias. Este documento não constitui aconselhamento para investimento e não consubstancia nem deve ser interpretado como uma oferta para venda ou emissão, ou como solicitação de oferta para comprar ou de outra forma adquirir valores mobiliários da Galp ou de qualquer uma das suas subsidiárias ou afiliadas em qualquer jurisdição ou como um incentivo para realizar qualquer atividade de investimento em qualquer jurisdição.

ÍNDICE

Índice

1.	Destaques dos resultados	4
2.	Upstream	10
3.	Comercial	14
4.	Refinação & Midstream	17
5.	Renováveis & Novos Negócios	21
6.	Informação Financeira	24
6.1	Demonstração de resultados	25
6.2	Investimento	27
6.3	Cash flow	28
6.4	Situação financeira	30
6.5	Dívida financeira	31
6.6	Demonstração de resultados consolidados em IFRS	35
6.7	Situação financeira consolidada	36
7.	Bases de reporte	38
8.	Definições	40



DESTAQUES DOS RESULTADOS

1. DESTAQUES DOS RESULTADOS

Quarto trimestre de 2020

O *cash flow* operacional (CFFO) diminuiu 48% YoY para €231 m, fruto das alterações das condições de mercado relacionadas com a pandemia. O FCF totalizou €68 m, enquanto que a dívida líquida ao final do período era de €2.066 m.

O Ebitda RCA foi de €410 m, com os seguintes destaques:

- Upstream: O Ebitda RCA foi de €319 m, um decréscimo de 36% YoY, refletindo o declínio nos preços do petróleo e uma menor produção, assim como a desvalorização do Dólar dos E.U.A. face ao Euro.

A produção *working interest* (WI) diminuiu 10% YoY, para 122,8 kboepd, impactada pela concentração de atividades de manutenção planeadas e restrições operacionais, principalmente derivadas da situação pandémica.
- Comercial: O Ebitda RCA foi de €71 m, um decréscimo de 30% YoY, devido à menor procura no mercado e consequente redução das vendas de produtos petrolíferos e gás natural.
- Refinação & Midstream: O Ebitda RCA foi de €17 m, um decréscimo de 68% YoY, com a atividade de refinação a refletir as condições de mercado particularmente severas neste segmento, apenas parcialmente compensada pela contribuição robusta do segmento de Midstream.
- Renováveis & Novos Negócios: O portfólio solar atualmente em produção (Espanha) não consolida nas contas do Grupo, pelo que não tem qualquer contribuição no Ebitda.

O Ebit RCA diminuiu YoY para €159 m, no seguimento do menor desempenho operacional.

O resultado líquido RCA foi de €3 m, enquanto o resultado líquido IFRS foi de -€35 m, considerando um efeito de stock de €22 m e eventos não recorrentes de -€60 m.

Doze meses de 2020

O CFFO foi de €1.025 m, uma diminuição de 46% YoY, enquanto que o Ebitda RCA totalizou €1.570 m, um decréscimo de 34% YoY, refletindo as condições de mercado particularmente adversas durante o período, atribuíveis à pandemia.

O investimento líquido ascendeu a €830 m, considerando os proveitos dos processos de unitização e incluindo o pagamento de €325 m relacionados com a transação do portefólio solar fotovoltaico realizada no 3T20. O investimento nas atividades de *upstream* corresponderam a 36% do total, sendo 23% direcionado às atividades de *downstream* e 39% para a área de Renováveis & Novos Negócios.

O *free cash flow* (FCF) foi positivo em €42 m, num dos anos mais desafiantes para o setor e considerando a relevante aquisição estratégica realizada na divisão das renováveis.

A dívida líquida aumentou para €2.066 m, considerando €544 m de dividendos pagos a acionistas e a interesses minoritários durante o período, bem como €129 m de outros efeitos, maioritariamente relacionados com a desvalorização do Real Brasileiro e do Dólar dos E.U.A..

O FCF teria sido de €410 m e a dívida líquida de €1.698 m, se consideradas as receitas da venda da participação na GGND, acordada em outubro, com recebimento de €368 m.

Outlook 2021

A Galp reviu as suas perspetivas para o ano de 2021, incorporando maior prudência no que respeita à evolução da envolvente macro e dos seus potenciais efeitos nas operações e resultados da Empresa. A *guidance* operacional e financeira a considerar para 2021 é a seguinte:

	2021 <i>guidance</i>
Macro	
Brent (\$/bbl)	50
Margem de refinação Galp (\$/boe)	2 – 3
Taxa de câmbio média EUR:USD	1,20
Indicadores Operacionais	
Produção WI (kboepd)	125 – 135
Utilização de crude na refinaria de Sines (%)	90
Vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos (mt)	7,0 – 8,0
Vendas de gás natural e eletricidade a clientes diretos (TWh)	26 – 27
Geração renovável @100% (TWh)	1,1 – 1,4
Indicadores Financeiros	
Ebitda RCA (€ bn)	1,6 – 1,8
CFFO (€ bn)	1,3 – 1,5
Investimento líquido ¹ (€ bn)	0,5 – 0,7

¹ Considera desinvestimentos, incluindo €368 m relativos à venda da participação da GGND, que deverão ser recebidos no 1T21..

Proposta de dividendos para acionistas

O Conselho de Administração da Galp irá propor na Assembleia Geral de Acionistas em abril um dividendo por ação (DPS) de €0,35/ação, relativo ao exercício de 2020, a ser pago em maio. O ajuste do dividendo reflete os impactos inesperados resultantes das condições de mercado particularmente adversas.

O Conselho de Administração indicou um objetivo de DPS de €0,50/ação relativo ao ano fiscal de 2021, considerando as perspetivas atualizadas da envolvente macro.

Outros destaques

Venda da participação na GGND

Em outubro, a Galp acordou com a Allianz Capital Partners, a venda de 75,01% da sua participação na Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND) com base no preço acordado de €368 m. A conclusão da transação está prevista para o 1T21, após a qual a Galp manterá uma participação de 2,49% na GGND. O anúncio completo relacionado com esta decisão pode ser encontrado [aqui](#).

Atendendo a que foram cumpridas as condições regulamentares relevantes, a venda da GGND foi registada nas demonstrações financeiras da Galp, anteriormente classificada como ativos detidos para venda, contabilizando uma mais-valia de €99 m nos resultados consolidados em IFRS. Os proveitos da venda foram registados em outras contas a receber.

Concentração das operações de refinação em Sines

Considerando as alterações estruturais dos padrões de consumo de produtos petrolíferos, motivadas pelo contexto regulatório Europeu e pelos efeitos da pandemia, a Galp decidiu concentrar as suas atividades de refinação no complexo de Sines, e descontinuar as operações de refinação em Matosinhos a partir de 2021. A Galp continuará a abastecer o mercado regional através da manutenção das principais instalações de importação, armazenamento e distribuição em Matosinhos. O anúncio completo relacionado com esta decisão pode ser encontrado [aqui](#).

Na sequência desta decisão, e de acordo as melhores estimativas atuais, a Galp registou €35 m de custos de reestruturação bem como imparidades e provisões no montante de €247 m, todos considerados como eventos não recorrentes, num total após impostos de €200 m. A Empresa está neste momento a definir um plano de descomissionamento detalhado, assim como a avaliar alternativas de utilização para o complexo, as quais deverão originar opções de valor

Evolução de reservas e recursos

Em 2020, as reservas provadas e prováveis (2P), juntamente com os recursos contingentes 2C, permaneceram estáveis YoY, em 2,4 bn boe.

As reservas 2P diminuíram 5% YoY, para 700 mboe, refletindo sobretudo a produção do período, e uma vez que não existiram decisões de investimento em novos projetos (FID) durante 2020. As reservas de gás natural representam 21% das reservas 2P atuais.

Os recursos contingentes 2C situam-se em 1.720 mboe, um aumento de 2% relativamente ao ano anterior, principalmente devido à incorporação de recursos do primeiro poço exploratório no bloco Uirapuru, no Brasil. Os recursos de gás natural representam 51% dos recursos 2C, principalmente atribuíveis a Moçambique.

Informação financeira

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

Trimestre						Ano			
4T19	3T20	4T20	Var. YoY	% Var. YoY		2019	2020	Var. YoY	% Var. YoY
653	401	410	(243)	(37%)	Ebitda RCA	2.381	1.570	(810)	(34%)
500	302	319	(181)	(36%)	Upstream	1.751	1.111	(640)	(37%)
102	105	71	(31)	(30%)	Comercial	410	325	(85)	(21%)
52	(12)	17	(35)	(68%)	Refinação & Midstream	207	113	(94)	(45%)
(5)	(2)	(3)	(2)	(44%)	Renováveis e Novos Negócios	(6)	(9)	4	67%
354	108	159	(195)	(55%)	Ebit RCA	1.387	427	(959)	(69%)
332	133	161	(171)	(52%)	Upstream	1.189	407	(782)	(66%)
63	81	47	(16)	(25%)	Comercial	304	232	(72)	(24%)
(38)	(108)	(51)	13	35%	Refinação & Midstream	(109)	(210)	101	93%
(5)	(2)	(1)	(4)	(74%)	Renováveis e Novos Negócios	(6)	(19)	13	s.s.
157	(23)	3	(154)	(98%)	Resultado líquido RCA	560	(42)	(603)	s.s.
106	(106)	(35)	(141)	s.s.	Resultado líquido IFRS	389	(551)	(940)	s.s.
(49)	(85)	(60)	10	21%	Eventos não recorrentes	(177)	(171)	(7)	(4%)
(2)	2	22	24	s.s.	Efeito <i>stock</i>	6	(338)	(344)	s.s.
282	444	173	(109)	(39%)	Investimento	856	898	42	5%
446	391	231	(215)	(48%)	Cash flow das atividades operacionais	1.890	1.025	(865)	(46%)
229	(79)	68	(161)	(70%)	Free cash flow	922	42	(880)	(95%)
(25)	(29)	(2)	(23)	(92%)	Dividendos pagos aos interesses que não controlam	(132)	(225)	93	71%
-	-	-	-	s.s.	Dividendos pagos aos acionistas	(559)	(318)	(240)	(43%)
1.435	2.091	2.066	631	44%	Dívida líquida	1.435	2.066	631	44%
0,7x	1,3x	1,5x	0,8x	-	Rácio dívida líquida para Ebitda RCA¹	0,7x	1,5x	0,8x	-

¹ Rácio considera o Ebitda RCA LTM (€1.380 m a 31 de dezembro de 2020), o qual inclui os ajustes pelo impacto da aplicação da norma IFRS 16 (€191 m a 31 de dezembro de 2020).

Indicadores operacionais

Trimestre						Ano			
4T19	3T20	4T20	Var. YoY	% Var. YoY		2019	2020	Var. YoY	% Var. YoY
136,9	133,8	122,8	(14,1)	(10%)	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	121,8	130,0	8,3	7%
135,1	132,0	121,1	(14,0)	(10%)	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	120,0	128,2	8,3	7%
(6,3)	(4,4)	(5,0)	(1,4)	(21%)	Realizações de petróleo e gás - Dif. para Brent (USD/boe)	(7,3)	(5,6)	(1,7)	(24%)
26,5	23,4	23,5	(3,0)	(11%)	Matérias-primas processadas (mboe)	96,0	87,1	(8,9)	(9%)
3,3	(0,7)	1,6	(1,7)	(53%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	3,1	1,1	(2,0)	(65%)
4,2	3,6	3,7	(0,5)	(13%)	Vendas de produtos petrolíferos ¹ (mt)	16,2	13,9	(2,3)	(14%)
23,2	17,9	24,1	0,9	4%	Supply & Trading de GN/GNL ¹ (TWh)	89,3	71,4	(17,9)	(20%)
0,4	0,3	0,4	(0,0)	(1%)	Vendas de eletricidade à rede ² (TWh)	1,3	1,4	0,0	2%
2,0	1,5	1,5	(0,5)	(24%)	Produtos petrolíferos a clientes (mt)	8,3	6,0	(2,3)	(28%)
7,8	5,4	5,9	(1,8)	(24%)	Vendas de gás natural a clientes (TWh)	31,6	22,9	(8,7)	(27%)
0,8	0,9	0,9	0,1	9%	Vendas de eletricidade a clientes (TWh)	3,2	3,3	0,1	4%
11,2	142,7	169,8	158,6	s.s.	Energia renovável querada (GWh) ³	31,3	327,2	295,9	s.s.
-	36,2	39,2	s.s.	s.s.	Preço solar capturado Galp (EUR/MWh) ⁴	-	30,3	s.s.	s.s.

¹Inclui volumes vendidos ao segmento Comercial.

²Vendas relativas às centrais de cogeração.

³A geração de energia renovável para o ano inteiro considera apenas a geração de energia solar de setembro a dezembro, conforme a conclusão da transação com a ACS.

⁴O preço solar captado pela Galp considera o terceiro trimestre e ano de 2020 completos, para efeitos de comparabilidade com os indicadores de mercado.

Indicadores de mercado

Trimestre						Ano			
4T19	3T20	4T20	Var. YoY	% Var. YoY		2019	2020	Var. YoY	% Var. YoY
1,11	1,17	1,19	0,09	8%	Taxa de câmbio média EUR:USD	1,12	1,14	0,02	2%
4,56	6,28	6,44	1,88	41%	Taxa de câmbio média EUR:BRL	4,41	5,89	1,48	33%
63,1	42,9	44,2	(18,9)	(30%)	Preço médio do <i>dated</i> Brent (USD/bbl)	64,2	41,8	(22,4)	(35%)
(1,5)	0,1	(0,1)	(1,4)	(93%)	Diferencial crude <i>heavy-light</i> ¹ (USD/bbl)	(0,6)	(0,8)	0,2	28%
12,8	9,1	15,3	2,5	19%	Preço de gás natural MIBGAS ibérico (EUR/MWh)	15,4	10,2	(5,2)	(34%)
12,7	7,8	14,8	2,1	16%	Preço de gás natural TTF holandês (EUR/MWh)	13,5	9,5	(4,0)	(30%)
5,8	3,6	7,9	2,1	37%	Preço de GNL Japão/Coreia (USD/mbtu)	5,5	3,1	(2,4)	(43%)
41,0	37,5	40,1	(0,9)	(2%)	Preço da <i>baseload</i> de electricidade ibérico (EUR/MWh)	47,7	34,0	(13,7)	(29%)
42,7	37,5	39,6	(3,0)	(7%)	Preço solar capturado ibérico (EUR/MWh)	48,4	33,0	(15,4)	(32%)
16,3	13,3	13,4	(2,9)	(18%)	Mercado <i>oil</i> ibérico (mt)	65,7	51,9	(13,8)	(21%)
122	109	114	(7)	(0,06)	Mercado gás natural ibérico (TWh)	466	427	(39)	(8%)

Fonte: Platts para preços de *commodities*; MIBGAS para preço de gás natural ibérico; APETRO e CORES para o mercado *oil* ibérico; REN e Enagás para mercado de gás natural ibérico; OMIE e REE para o preço de eletricidade ibérico e para o preço solar capturado.

¹ Urals NWE Dated para crude pesado; Dated Brent para crude leves.



02

UPSTREAM

2. UPSTREAM

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

Trimestre					Ano				
4T19	3T20	4T20	Var. YoY	% Var. YoY		2019	2020	Var. YoY	% Var. YoY
136,9	133,8	122,8	(14,1)	(10%)	Produção média <i>working interest</i> ¹ (kboepd)	121,8	130,0	8,3	7%
121,8	120,0	111,1	(10,7)	(9%)	Produção de petróleo (kbpd)	108,0	116,9	8,9	8%
135,1	132,0	121,1	(14,0)	(10%)	Produção média <i>net entitlement</i> ¹ (kboepd)	120,0	128,2	8,3	7%
13,3	11,8	11,3	(2,0)	(15%)	Angola	11,7	12,5	0,8	6%
121,8	120,2	109,8	(12,0)	(10%)	Brasil	108,3	115,8	7,5	7%
(6,3)	(4,4)	(5,0)	(1,4)	(21%)	Realizações de petróleo e gás - Dif. Brent (USD/boe)	(7,3)	(5,6)	(1,7)	(24%)
4,8	3,5	3,7	(1,1)	(23%)	Royalties (USD/boe)	5,0	3,4	(1,6)	(32%)
2,7	1,9	2,2	(0,5)	(19%)	Custo de produção (USD/boe)	3,6	2,3	(1,2)	(34%)
15,2	16,3	15,9	0,7	5%	DD&A ² (USD/boe)	14,4	14,7	0,3	2%
500	302	319	(181)	(36%)	Ebitda RCA	1.751	1.111	(640)	(37%)
(168)	(169)	(159)	(9)	(5%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades ³	(561)	(701)	140	25%
(1)	-	1	2	s.s.	Provisões	(1)	(3)	2	s.s.
332	133	161	(171)	(52%)	Ebit RCA	1.189	407	(782)	(66%)
333	132	159	(173)	(52%)	Ebit IFRS ⁴	994	468	(525)	(53%)
(0)	4	(0)	(0)	(39%)	Resultados de Empresas associadas Upstream	36	7	(28)	(79%)

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

² Inclui provisões para abandono. Os valores para o ano de 2020 excluem imparidades de €101 m relacionadas com ativos de exploração.

³ Inclui provisões para abandono.

⁴ Inclui impacto da unitização.

Quarto trimestre

Atividade

A produção média WI diminuiu 10% YoY para 122,8 kboepd, impactada por uma concentração de atividades de manutenção planeadas e restrições operacionais, resultantes principalmente das circunstâncias da pandemia, as quais continuam a impactar as atividades de logística *offshore*. A produção de gás natural representou 10% da produção total.

No Brasil, a produção diminuiu 10% YoY para 109,8 kboepd, enquanto que, em Angola, a produção WI diminuiu YoY de 15,1 kbpd para 13,1 kbpd, no seguimento do menor declínio natural do Bloco 14 e a menor eficiência de Kaombo.

A produção *net entitlement* do Grupo diminuiu 10% YoY para 121,1 kboepd.

Resultados

O Ebitda RCA foi de €319 m, um decréscimo 36% YoY, refletindo a significativa redução dos preços do petróleo e a desvalorização do Dólar dos E.U.A. face ao Euro.

Os custos de produção foram de €21 m, excluindo custos relacionados com locações de €31 m, um decréscimo de 33% YoY. Em termos unitários, e numa base *net entitlement*, os custos de produção foram \$2,2/boe.

Amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) diminuíram YoY e foram de €147 m. Numa base *net entitlement*, o DD&A e as provisões aumentaram YoY para \$15,9/boe, refletindo a menor diluição da produção.

O Ebit RCA foi de €161 m, um decréscimo de 52% YoY. O Ebit IFRS foi de €159 m.

Doze meses

Atividade

A produção média WI durante 2020 foi de 130,0 kboepd, um aumento de 7% YoY, suportado sobretudo pelo contínuo desenvolvimento dos projetos no Brasil, apesar dos impactos da pandemia em todas as atividades *offshore*.

No Brasil, o *ramp-up* das unidades localizadas no Tupi Extremo Sul e em Tupi Norte foi concluído, enquanto o processo de *ramp-up* da FPSO Berbigão/Sururu está a prosseguir. Em junho, uma nova FPSO entrou em operação, em Atapu.

Angola manteve uma contribuição robusta, com o incremento na produção do Bloco 32 a compensar o declínio gradual do Bloco 14.

A produção *net entitlement* aumentou 7% YoY para 128,2 kboepd.

Resultados

O Ebitda RCA foi de €1.111 m, um decréscimo de 37% YoY, refletindo sobretudo o menor preço do petróleo no período e a desvalorização do Dólar dos E.U.A. face ao Euro os quais, mais do que compensaram o aumento da produção.

Os custos de produção foram de €97 m, os quais excluem os custos relacionados com locações de €133 m. Em termos unitários, e numa base *net entitlement*, os custos de produção foram \$2,3/boe.

Amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) totalizaram €701 m, um aumento de €140 m YoY, devido ao aumento da base de ativos e incluindo imparidades de €101 m relacionadas com ativos de exploração, principalmente na bacia de Potiguar. Numa base *net entitlement*, e excluindo as imparidades, o DD&A foi \$14,7/boe.

O Ebit RCA foi de €407 m, um decréscimo YoY de €1,189 m. O Ebit IFRS foi de €468 m.

Evolução de reservas e recursos

Em 2020, as reservas 2P, juntamente com os recursos contingentes 2C, permaneceram estáveis YoY, em 2,4 bn boe.

As reservas 2P diminuíram 5% YoY, para 700 mboe, refletindo sobretudo a produção do período, uma vez que não foram tomadas FIDs em 2020. As reservas de gás natural representam 21% das reservas 2P atuais.

Os recursos contingentes 2C situam-se em 1.720 mboe, um aumento de 2% relativamente ao ano anterior, principalmente devido à incorporação de recursos do primeiro poço exploratório no bloco Uirapuru, no Brasil. Os recursos de gás natural representam 51% dos recursos 2C, principalmente atribuíveis a Moçambique.

Reservas (mboe)	2019	2020	Variação
1P	404	385	-5%
2P	739	700	-5%
3P	982	923	-6%
Recursos contingentes (mboe)	2019	2020	Variação
1C	498	525	6%
2C	1.680	1.720	2%
3C	3.394	3.471	2%
Recursos prospectivos (mboe)	2019	2020	Variação
<i>Unrisked</i>	4.530	4.910	8%
<i>Risked</i>	766	861	12%

Nota: Todos os números são baseados no relatório DeGolyer e MacNaughton de 31.12.2020. Valores de reservas numa base *net entitlement*. Recursos contingentes e recursos prospectivos em uma base de *working interest*. A avaliação económica de reservas foi realizada com o preço médio de petróleo de 2020 (\$41,8/bbl).



03

COMERCIAL

3.
COMERCIAL

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

em (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Ano			
4T19	3T20	4T20	Var. YoY	% Var. YoY		2019	2020	Var. YoY	% Var. YoY
					Vendas a clientes diretos				
2,0	1,5	1,5	(0,5)	(24%)	Produtos petrolíferos (mt)	8,3	6,0	(2,3)	(28%)
7,8	5,4	5,9	(1,8)	(24%)	Gás Natural (TWh)	31,6	22,9	(8,7)	(27%)
0,8	0,9	0,9	0,1	9%	Eletricidade (TWh)	3,2	3,3	0,1	4%
102	105	71	(31)	(30%)	Ebitda RCA	410	325	(85)	(21%)
(28)	(24)	(25)	(3)	(12%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(95)	(94)	(1)	(1%)
(11)	(0)	1	12	s.s.	Provisões	(11)	1	12	s.s.
63	81	47	(16)	(25%)	Ebit RCA	304	232	(72)	(24%)
71	79	50	(22)	(30%)	Ebit IFRS	312	227	(86)	(27%)
0	0	(1)	(2)	s.s.	Resultados de Empresas associadas da Comercial	5	(2)	(7)	s.s.

Quarto trimestre

Atividade

As vendas de produtos petrolíferos diminuíram 24% YoY, para 1,5 mt, refletindo a menor procura na Ibéria, sobretudo nos segmentos da aviação, marinha e retalho, como resultado das restrições na mobilidade e do ambiente económico menos favorável.

Os volumes de gás natural vendidos diminuíram 24% YoY, para 5,9 TWh, impactados pelos menores níveis de consumo, maioritariamente por parte de clientes do segmento B2B em Espanha.

As vendas de eletricidade, aumentaram 9% YoY para 0,9 TWh, devido ao maior consumo dos clientes do segmento B2B na Ibéria.

Resultados

O Ebitda RCA foi de €71 m, um decréscimo de 30% YoY, no seguimento da redução nas vendas de produtos petrolíferos e gás natural no trimestre, bem como de custos operacionais ligeiramente mais elevados como resultado de ajustes de fim de ano de períodos anteriores.

O Ebit RCA e o Ebit IFRS, foram de €47 m e €50 m, respetivamente.

Doze meses

Atividade

As vendas de produtos petrolíferos foram de 6,0 mt, uma diminuição de 28% YoY, como resultado da menor procura em todos os segmentos, derivada do impacto económico da pandemia.

Os volumes de gás natural vendidos diminuíram 27% YoY, para 22,9 TWh, impactados pelo ambiente de mercado volátil e pela menor contribuição do segmento B2B.

As vendas de eletricidade foram de 3,3 TWh, um aumento de 4% YoY, refletindo o maior consumo do segmento B2B.

Resultados

O Ebitda RCA decresceu 21% YoY para €325 m, refletindo os menores volumes de produtos petrolíferos e gás natural vendidos a clientes diretos no período.

O Ebit RCA e o Ebit IFRS, foram de €232 m e €227 m, respetivamente.



04



REFINAÇÃO &
MIDSTREAM

RESULTADOS DO 4T20 & 12M20
FEVEREIRO, 2021

4. REFINAÇÃO & MIDSTREAM

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Ano				
4T19	3T20	4T20	Var. YoY	% Var. YoY		2019	2020	Var. YoY	% Var. YoY
26,5	23,4	23,5	(3,0)	(11%)	Matérias-primas processadas (mboe)	96,0	87,1	(8,9)	(9%)
24,3	21,0	20,8	(3,5)	(14%)	Crude processado (mbbl)	82,6	78,3	(4,3)	(5%)
3,3	(0,7)	1,6	(1,7)	(53%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	3,1	1,1	(2,0)	(65%)
3,7	2,4	2,7	(1,1)	(29%)	Custo de refinação (USD/boe)	2,9	2,7	(0,2)	(8%)
0,3	-	(0,0)	(0,3)	s.s.	Hedging da margem de refinação ¹ (USD/boe)	0,1	0,2	0,1	s.s.
4,2	3,6	3,7	(0,5)	(13%)	Vendas de produtos petrolíferos ² (mt)	16,2	13,9	(2,3)	(14%)
23,2	17,9	24,1	0,9	4%	Supply & Trading de GN/GNL ² (TWh)	89,3	71,4	(17,9)	(20%)
9,0	5,6	11,3	2,4	26%	Trading (TWh)	34,3	26,0	(8,3)	(24%)
0,4	0,3	0,4	(0,0)	(1%)	Vendas de eletricidade à rede ³ (TWh)	1,3	1,4	0,0	2%
52	(12)	17	(35)	(68%)	Ebitda RCA	207	113	(94)	(45%)
(93)	(96)	(67)	(26)	(28%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(321)	(323)	2	1%
4	0	0	(4)	(98%)	Provisões	5	(0)	(5)	s.s.
(38)	(108)	(51)	13	35%	Ebit RCA	(109)	(210)	101	93%
(46)	(118)	(308)	263	s.s.	Ebit IFRS	(75)	(967)	892	s.s.
21	16	13	(8)	(37%)	Resultados de Empresas associadas Refinação & Midstream	95	70	(25)	(26%)

¹ Impacto em Ebitda.

² Inclui volumes vendidos ao segmento Comercial.

³ Vendas relativas às centrais de cogeração.

Quarto trimestre

Atividade

As matérias-primas processadas durante o período foram 23,5 mboe, um decréscimo de 11% YoY, refletindo sobretudo a desaceleração da unidade de combustíveis da refinaria de Matosinhos.

O aprovisionamento de produtos petrolíferos diminuiu 13% YoY para 3,7 mt, sobretudo devido à quebra na procura na Ibéria, ainda refletindo um contexto económico desfavorável.

Os volumes vendidos de GN/GNL aumentaram 4% YoY para 24.1 TWh, impulsionados pelo aumento do *trading* de rede de gás natural.

As vendas de eletricidade à rede, provenientes das unidades de cogeração, mantiveram-se estáveis YoY em 351 GWh.

Resultados

O Ebitda RCA do negócio de Refinação & Midstream foi de €17 m, face aos €52 m do ano homólogo.

A margem de refinação da Galp diminuiu YoY para \$1,6/boe, refletindo as condições desafiantes do mercado internacional de refinação.

Os custos de refinação foram de \$2,7/boe, ou €52 m em termos absolutos, um decréscimo YoY, visto que o trimestre homólogo foi impactado por atividades de manutenção planeada.

A contribuição do segmento de Midstream no trimestre diminuiu, devido à menor performance das atividades de *trading* de gás, derivado de um ambiente de mercado pressionado.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €13 m, referentes sobretudo à participação da Empresa em gasodutos internacionais.

O Ebit RCA foi -€51 m. O Ebit IFRS foi de -€308 m, incluindo custos de reestruturação de -€35 m, e imparidades e provisões no valor de -€247 m antes de impostos, relacionadas com a decisão de concentração das atividades de refinação na refinaria de Sines, descontinuando as operações em Matosinhos.

Doze meses

Atividade

As matérias-primas processadas durante o período foram 87,1 mboe, um decréscimo de 9% YoY, devido a atividades de manutenção planeadas e desacelerações operacionais do sistema refinador, no seguimento da baixa procura e do ambiente de refinação desafiante.

O crude representou 90% das matérias-primas processadas, dos quais 88% corresponderam a crudes médios e pesados. Os crudes *sweet* representaram 89% do total de crudes processados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 46% da produção, a gasolina 20% e a produção de fuelóleo 18%. Os consumos e quebras representaram 8% das matérias-primas processadas.

O fornecimento de produtos petrolíferos diminuiu 14% YoY para 13,9 mt, sobretudo devido à menor procura, nomeadamente na Ibéria.

Os volumes vendidos de GN/GNL diminuíram 20% YoY para 71,4 TWh, devido aos menores volumes direcionados para o segmento Comercial, bem como pela redução na atividade de *trading* de gás natural.

As vendas de eletricidade à rede aumentaram 2% YoY, para 1.355 TWh durante o período.

Resultados

O Ebitda RCA de Refinação & Midstream diminuiu €94 m YoY, para €113 m, devido ao menor desempenho da atividade de refinação.

A margem de refinação da Galp diminuiu YoY de \$3,1/boe para \$1,1/boe, refletindo sobretudo o contexto desafiante do mercado de refinação internacional durante o ano.

Os custos de refinação foram de \$2,7/boe, um decréscimo YoY, devido às medidas de otimização de custos implementadas. As operações de cobertura da margem de refinação impactaram positivamente o Ebitda do período em €16 m.

A contribuição do segmento de Midstream beneficiou da volatilidade do mercado, nomeadamente de um efeito positivo no desfasamento temporal das fórmulas de *pricing* durante a primeira metade do ano.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €70 m.

O Ebit RCA foi de -€210 m. O Ebit IFRS foi de -€967 m, refletindo um efeito de inventário materialmente negativo, e as imparidades e provisões relacionadas com a refinaria de Matosinhos registadas no período.



RENOVÁVEIS
& NOVOS NEGÓCIOS

5. RENOVÁVEIS & NOVOS NEGÓCIOS

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

em (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Ano			
4T19	3T20	4T20	Var. YoY	% Var. YoY		2019	2020	Var. YoY	% Var. YoY
Indicadores operacionais numa base a 100%									
12	926	926	914	s.s.	Capac. instalada para a geração de renováveis (MW)	12	926	914	s.s.
11	143	170	159	s.s.	Energia renovável gerada (GWh) ¹	31	327	296	s.s.
-	36,2	39,2	s.s.	s.s.	Preço solar capturado Galp (EUR/MWh) ²	-	30,3	s.s.	s.s.
Indicadores consolidados									
(5)	(2)	(3)	(2)	(0,4)	Ebitda RCA	(6)	(9)	4	67%
(5)	(2)	(1)	(4)	(0,7)	Ebit RCA	(6)	(19)	13	s.s.
(5)	(2)	(1)	(4)	(0,7)	Ebit IFRS	(6)	(19)	13	s.s.
0	3	(4)	(4)	s.s.	Resultados de Empresas associadas de R&NN ³	0	(2)	(2)	s.s.

¹ A geração de energia renovável para o ano inteiro considera apenas a geração de energia solar de setembro a dezembro, conforme a conclusão da transação com a ACS.

² O preço solar captado pela Galp considera o terceiro trimestre e ano de 2020 completos, para efeitos de comparabilidade com os indicadores de mercado.

³ Incluiu *joint venture* (JV) de produção de óleo vegetal no Brasil.

Doze meses

Atividade

Na sequência da conclusão da aquisição dos projetos solar em setembro de 2020, a capacidade instalada de geração renovável da Galp aumentou de 12 MW para 926 MW, numa base de 100%, a qual inclui também a posição num parque eólico de 12 MW.

A energia renovável gerada em 2020 foi de 327 GWh, com a contribuição da energia solar contabilizada apenas a partir de setembro. A geração de energia no 4T20 refletiu a redução sazonal de horas de luz solar e constrangimentos operacionais em transformadores, que impactaram a disponibilidade de c.375 MW.

Resultados

O Ebitda consolidado da unidade de Renováveis & Novos Negócios inclui despesas gerais administrativas e corporativas, com os resultados de -€2,3 m de renováveis e da *joint venture* (JV) de produção de óleo vegetal sustentável no Brasil em empresas associadas.

O Ebitda da JV de solar FV com a ACS, numa base 100%, foi de €5 m, considerando o período de quatro meses que se seguiu à concretização da aquisição e refletindo a baixa geração no período, impactada pelas restrições operacionais nos transformadores. O preço solar capturado da Galp para o ano de 2020 foi de €30,3/MWh, pressionado pelos preços *baseload* de eletricidade ibéricos em linha com o ambiente de baixos preços das *commodities*. Considerando apenas os últimos quatro meses do ano, o preço solar capturado da Galp seria de €40/MWh.



INFORMAÇÃO
FINANCEIRA

6. INFORMAÇÃO FINANCEIRA (NÃO AUDITADA)

6.1 Demonstração de resultados

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Ano			
4T19	3T20	4T20	Var. YoY	% Var. YoY		2019	2020	Var. YoY	% Var. YoY
4.141	2.899	2.828	(1.312)	(32%)	Vendas e prestações de serviços	16.570	11.381	(5.189)	(31%)
(3.052)	(2.012)	(2.129)	(923)	(30%)	Custo das mercadorias vendidas	(12.405)	(8.021)	(4.383)	(35%)
(452)	(370)	(298)	(154)	(34%)	Fornecimentos e serviços externos	(1.650)	(1.473)	(177)	(11%)
(81)	(73)	(79)	(2)	(2%)	Custos com pessoal	(325)	(302)	(24)	(7%)
97	(38)	88	(9)	(9%)	Outros proveitos (custos) operacionais	189	(6)	(195)	s.s.
1	(4)	(0)	(2)	s.s.	Perdas por imparidade de contas a receber	1	(8)	(9)	s.s.
653	401	410	(243)	(37%)	Ebitda RCA	2.381	1.570	(810)	(34%)
650	362	418	(232)	(36%)	Ebitda IFRS	2.219	1.113	(1.106)	(50%)
(291)	(294)	(253)	(38)	(13%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(986)	(1.131)	144	15%
(8)	1	2	10	s.s.	Provisões	(8)	(13)	5	62%
354	108	159	(195)	(55%)	Ebit RCA	1.387	427	(959)	(69%)
353	69	(80)	(434)	s.s.	Ebit IFRS	1.232	(282)	(1.514)	s.s.
21	23	8	(14)	(64%)	Resultados de empresas associadas	136	73	(63)	(46%)
43	(93)	(19)	(62)	s.s.	Resultados financeiros	(54)	(182)	127	s.s.
(5)	(7)	(19)	15	s.s.	Juros líquidos	(16)	(39)	23	s.s.
7	(1)	12	6	87%	Capitalização juros	24	22	(3)	(11%)
24	(25)	34	10	43%	Diferenças de câmbio	(10)	(78)	67	s.s.
66	(36)	59	(7)	(11%)	Mark-to-Market de derivados	81	(44)	(125)	s.s.
(22)	(20)	(19)	(3)	(15%)	Juros de locações operacionais (IFRS 16)	(90)	(80)	(10)	(11%)
(26)	(3)	(86)	60	s.s.	Outros custos/proveitos financeiros	(43)	37	81	s.s.
418	37	147	(271)	(65%)	Res. antes impostos e interesses minoritários RCA	1.468	319	(1.150)	(78%)
(215)	(52)	(120)	(96)	(44%)	Impostos	(758)	(337)	(421)	(55%)
(251)	(80)	(72)	(180)	(72%)	Impostos sobre a produção de petróleo e gás natural ¹	(610)	(301)	(309)	(51%)
(46)	(9)	(25)	(21)	(46%)	Interesses que não controlam	(150)	(24)	(126)	(84%)
157	(23)	3	(154)	(98%)	Resultado líquido RCA	560	(42)	(603)	s.s.
(49)	(85)	(60)	10	21%	Eventos não recorrentes	(177)	(171)	(7)	(4%)
108	(108)	(57)	(165)	s.s.	Resultado líquido RC	383	(213)	(596)	s.s.
(2)	2	22	24	s.s.	Efeito stock	6	(338)	(344)	s.s.
106	(106)	(35)	(141)	s.s.	Resultado líquido IFRS	389	(551)	(940)	s.s.

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

Quarto trimestre

O Ebitda RCA diminuiu 37% YoY para €410 m e o Ebit RCA diminuiu 55% YoY para €159 m, impactado pela menor contribuição do *upstream* e do *downstream*, na consequência da deterioração dos preços de *commodities* e das condições de mercado causadas pela pandemia.

O Ebitda IFRS foi de €418 m. O Ebit IFRS foi de -€80 m, incluindo -€35 m relacionado com custos de reestruturação e -€247 m de imparidades e provisões relacionadas com a descontinuidade das operações na refinaria de Matosinhos, contabilizadas como eventos não recorrentes.

Os resultados financeiros foram -€19 m, refletindo ajustes cambiais relativos a períodos anteriores. Adicionalmente, foi também registada uma reclassificação entre as rubricas *mark-to-market* e Outros, sem impacto nos resultados financeiros.

Os impostos RCA diminuíram de €215 m para €120 m, na sequência dos menores resultados operacionais, nomeadamente no segmento de Upstream.

Os interesses que não controlam foram de -€25 m, maioritariamente relativos à participação da Sinopec na Petrogal Brasil.

O resultado líquido RCA foi de €3 m, enquanto o resultado líquido IFRS foi de -€35 m, com eventos não recorrentes de -€60 m refletindo efeitos líquidos de impostos das imparidades e provisões relacionadas com a refinaria de Matosinhos, parcialmente compensados pela mais-valia na venda da participação na GGND.

Doze meses

O Ebitda RCA diminuiu 34% YoY para €1.570 m, impactado pelas condições de mercado desafiantes no período. O Ebit RCA diminuiu 69% YoY para €427 m, incluindo as imparidades registadas no 2T20 relacionadas com o Upstream.

O Ebitda IFRS e o Ebit IFRS foram de €1.113 m e -€282 m, respetivamente, refletindo o significativo efeito de inventário e as imparidades e provisões relativas à refinaria de Matosinhos.

Os resultados financeiros foram -€182 m, impactados por diferenças cambiais de -€78 m resultantes da depreciação do Dólar dos E.U.A. e do Real Brasileiro, e uma variação negativa no *mark-to-market* de -€44 m, sobretudo relacionada com derivados de cobertura. Os resultados financeiros incluem também a perda registada no 2T20 relacionada com derivados de licenças de CO₂, bem como ganhos realizados no 1T20 com derivativos de Brent e com a monetização das restantes posições de cobertura de refinação em aberto no 2T20.

Os impostos RCA diminuíram de €758 m para €337 m, na sequência de menores impostos sobre a produção e resultados operacionais.

Os interesses que não controlam foram negativos em -€24 m, relacionados com a Petrogal Brasil.

O resultado líquido RCA foi negativo em -€42 m, enquanto o resultado líquido IFRS foi -€551 m, com eventos não recorrentes de -€171 m e um efeito *stock* material de -€338 m.

6.2 Investimento

€m

Trimestre						Ano			
4T19	3T20	4T20	Var. YoY	% Var. YoY		2019	2020	Var. YoY	% Var. YoY
184	71	69	(114)	(62%)	Upstream	600	326	(274)	(46%)
(4)	-	-	4	s.s.	Atividades de exploração e avaliação	115	0	(114)	(100%)
188	71	69	(119)	(63%)	Atividades de desenvolvimento e produção	485	325	(160)	(33%)
34	28	49	15	42%	Comercial	83	127	43	52%
60	15	25	(34)	(57%)	Refinação & Midstream	142	76	(65)	(46%)
(0)	328	20	20	s.s.	Renováveis & Novos Negócios	16	350	333	s.s.
5	3	10	5	s.s.	Outros	15	19	5	31%
282	444	173	(109)	(39%)	Investimento¹	856	898	42	5%

¹ Investimento com base na variação do ativo no período.

Quarto trimestre

O investimento totalizou €173 m durante o trimestre.

Os investimentos em Upstream foram maioritariamente direcionados para atividades de avaliação e desenvolvimento no pré-sal Brasileiro.

O investimento em atividades de Comercial foi principalmente direcionado para as atividades de retalho em Portugal, enquanto que na Refinação & Midstream o investimento foi direcionado para atividades de manutenção recorrente e para iniciativas de aumento da eficiência.

O investimento em Renováveis & Novos Negócios foi principalmente alocado à execução de projetos de solar FV.

Doze meses

O investimento totalizou €898 m, com as Renováveis & Novos Negócios a corresponder a 39% do mesmo, maioritariamente relacionado com a transação do portfólio de energia solar FV em Espanha durante o 3T20, no valor de €325 m.

O Upstream representou 36% do investimento do Grupo e esteve sobretudo relacionado com a execução dos projetos no BM-S-11/11A e Bacalhau no Brasil, assim como com os projetos na Área 4, em Moçambique.

O investimento em atividades de *downstream* esteve sobretudo relacionado com a Comercial, incluindo a valorização do segmento de retalho em Portugal e ativos logísticos em Moçambique, e com melhorias de eficiência no sistema refinador.

6.3 Cash Flow

€m (valores em IFRS)

Trimestre				Ano	
4T19	3T20	4T20		2019	2020
354	69	(80)	Ebit ¹	1.405	(282)
289	294	407	Depreciações, Amortizações e Imparidades	979	1.289
32	17	38	Dividendos de empresas associadas	146	90
(112)	103	(60)	Variação de fundo de manio	(129)	346
(117)	(93)	(74)	Impostos	(512)	(417)
446	391	231	Cash flow das atividades operacionais²	1.890	1.025
(170)	(432)	(117)	Investimento líquido ²	(734)	(909)
1	(3)	(1)	Juros pagos e recebidos	(45)	(43)
-	17	2	Realizações de derivativos	-	80
(48)	(47)	(46)	Pagamentos de locações operacionais (IFRS 16) ³	(189)	(191)
-	(3)	-	Equalização de processos de unitização ²	-	80
229	(79)	68	Free cash flow	922	42
(25)	(29)	(2)	Dividendos pagos aos interesses que não controlam ⁴	(132)	(225)
-	-	-	Dividendos pagos aos acionistas	(559)	(318)
7	(51)	(41)	Outros ⁵	71	(129)
(210)	159	(25)	Variação da dívida líquida	(302)	631

¹ 2019 ajustados do evento não recorrente *non-cash* das unitizações.

² Ajustado dos efeitos relacionados com o processo de equalização de Lula, Atapu e Sêpia, nomeadamente um impacto de -€137 m em CFFO e €220 m em investimento líquido, os quais originaram uma posição líquida recebedora de €83 m.

³ Inclui pagamento tanto de juros como de capital, que no 4T20 foram de €19 m e €27, respetivamente, e que em 2020 ascendeu a €82 m e €104 m, respetivamente.

⁴ Dividendos maioritariamente pagos à Sinopec.

⁵ Outros incluem carregamentos relacionados com a Sonangol e variações cambiais em posições de caixa.

Quarto trimestre

O CFFO diminuiu 48% YoY para €231 m, impactado pelas condições adversas de mercado durante o período, resultantes da pandemia.

O investimento líquido inclui €26 m do recebimento parcial relativo à venda da FPSO P-71 à Petrobras, conforme comunicado da Galp em 27 de outubro de 2020 ([aqui](#)).

O FCF foi de €68 m. A variação da dívida líquida foi também impactada por outros ajustes, nomeadamente a desvalorização do Dólar dos E.U.A. e do Real Brasileiro face ao Euro (registado em Outros).

Doze meses

O CFFO foi de €1.025 m, uma diminuição de 46% YoY, enquanto que o Ebitda RCA totalizou €1.570 m, um decréscimo de 34% YoY, ambos refletindo as condições de mercado mais adversas no período.

O investimento líquido, considerando os proveitos dos processos de unitização, ascendeu a €830 m, incluindo o pagamento de €325 m relacionados com a transação solar FV realizada no 3T20. O Upstream correspondeu a 36% do investimento do Grupo, enquanto que as atividades de *downstream* representaram 23% e as Renováveis & Novos Negócios 39%.

O FCF foi €42 m, num dos anos mais desafiantes para o setor e considerando a relevante aquisição estratégica realizada na divisão das renováveis.

A dívida líquida aumentou para €2.066 m, considerando os €544 m de dividendos pagos a acionistas e a interesses minoritários durante o período, bem como €129 m de outros efeitos, maioritariamente relacionados com impactos da desvalorização do Real Brasileiro e do Dólar dos E.U.A..

6.4 Situação Financeira

€m (valores em IFRS)

	31 dez. 2019	30 set. 2020	31 dez. 2020	Var. vs 31 dez. 2019	Var. vs 30 set. 2020
Ativo fixo líquido ¹	7.358	6.786	6.308	(1.050)	(478)
Direitos de uso (IFRS 16)	1.167	1.077	1.002	(165)	(75)
Fundo de maneo	943	537	597	(346)	60
Outros ativos/passivos ¹	(1.152)	(1.048)	(653)	500	396
Ativos detidos para venda	-	221	-	-	(221)
Capital empregue	8.316	7.573	7.254	(1.062)	(319)
Dívida de curto prazo	278	559	539	261	(20)
Dívida de médio-longo prazo	2.616	3.218	3.204	588	(14)
Dívida total	2.895	3.777	3.743	849	(34)
Caixa e equivalentes	1.460	1.687	1.678	218	(9)
Dívida líquida	1.435	2.091	2.066	631	(25)
Locações (IFRS 16)	1.223	1.147	1.089	(135)	(58)
Capital próprio	5.657	4.335	4.100	(1.558)	(236)
Capital próprio, dívida líquida e locações	8.316	7.573	7.254	(1.062)	(319)

¹ O ativo fixo líquido e os outros ativos/passivos incluem o impacto estimado das unitizações.

A 31 de dezembro de 2020, o ativo fixo líquido era de €6.308 m, uma redução de €478 m QoQ, refletindo as imparidades relacionadas com a descontinuidade das operações de refinação em Matosinhos e a depreciação do Dólar dos E.U.A em relação ao Euro.

Os ativos fixos líquidos diminuíram €1.050 m YoY. As variações decorreram principalmente da desvalorização do Dólar dos E.U.A no período, dos ajustes relacionados com a conclusão dos três processos de unitização no 2T20 e da venda de 75,01% da participação na GGND. O investimento em curso, essencialmente relacionado com o Upstream, foi de €1.501 m.

Atendendo a que foram cumpridas as condições regulamentares relevantes, a venda da GGND foi registada nas demonstrações financeiras da Galp, anteriormente classificada como ativos detidos para venda, como uma mais-valia contabilizada na demonstração de resultados consolidada em IFRS. Os proveitos financeiros foram registados em Outros ativos/passivos.

O capital próprio diminuiu €1.558 m YoY, refletindo o resultado líquido IFRS de -€551 m e as distribuições efetuadas aos acionistas e interesses minoritários de €544 m, bem como os impactos da desvalorização do Dólar dos E.U.A. e do Real Brasileiro face ao Euro.

6.5 Dívida Financeira

€m (exceto indicação em contrário)

	31 dez. 2019	30 set. 2020	31 dez. 2020	Var. vs 31 dez. 2019	Var. vs 30 set. 2020
Caixa e equivalentes	1.460	1.687	1.678	218	(9)
Linhas de crédito não utilizadas	1.163	1.263	1.262	99	(1)
Obrigações	1.822	2.910	2.904	1.082	(7)
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.073	867	840	(233)	(27)
Dívida líquida	1.435	2.091	2.066	631	(25)
Locações (IFRS 16)	1.223	1.147	1.089	(135)	(58)
Vida média (anos) ¹	2,9	3,0	2,8	(0,1)	(0,2)
Taxa de juro média da dívida ¹	1,8%	1,7%	1,7%	-	s.s.
Dívida à taxa variável ¹	60%	52%	52%	-	s.s.
Dívida líquida para Ebitda RCA ²	0,7x	1,3x	1,5x	0,8x	0,2x

¹ Dívida não inclui locações IFRS 16.

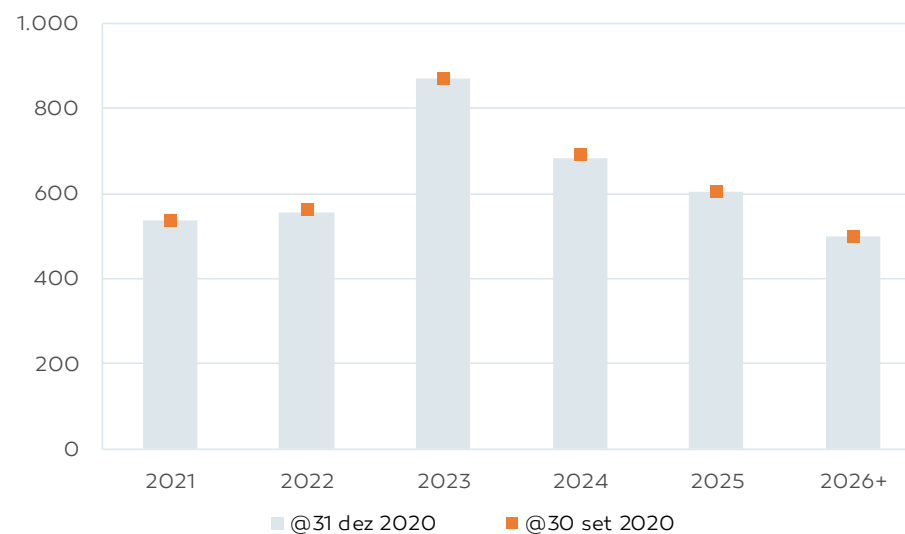
² Rácio considera o Ebitda RCA LTM (€1.380 m a 31 de dezembro de 2020), o qual inclui os ajustes pelo impacto da aplicação da norma IFRS 16 (€191 m a 31 de dezembro de 2020).

A 31 de dezembro de 2020, a dívida líquida situava-se em €2.066 m, um decréscimo de €25 m QoQ, com o rácio de dívida líquida para Ebitda RCA em 1,5x. Considerando os €368 m provenientes da receita relativa à venda da GGND, que se espera ser recebida no 1T21, a dívida líquida ao fim do ano teria sido de €1.7 bn e o rácio de dívida líquida para Ebitda RCA de 1,2x.

No final do período, a Galp detinha cerca de €1,3 bn em linhas de crédito não utilizadas, das quais c.75% estavam garantidas contratualmente.

Em janeiro de 2021, uma Eurobond de €500 m foi paga, não havendo nenhum reembolso de dívida material necessário até meados de 2022.

Perfil de reembolso da dívida (€m)



Reconciliação entre valores IFRS e RCA

Ebitda por segmento

€m

Quarto Trimestre					2020	Ano				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
418	(23)	396	14	410	Galp	1.113	469	1.582	(12)	1.570
318	-	318	1	319	Upstream	1.177	(0)	1.177	(66)	1.111
74	1	74	(3)	71	Comercial	320	8	328	(2)	325
6	(24)	(18)	34	17	Ref. & Mid.	(396)	462	65	48	113
(3)	-	(3)	-	(3)	Renováveis & NN	(9)	-	(9)	-	(9)
24	-	24	(17)	6	Outros	21	-	21	8	30

Ebit por segmento

€m

Quarto Trimestre					2020	Ano				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
(80)	(23)	(103)	262	159	Galp	(282)	469	187	240	427
159	-	159	1	161	Upstream	468	(0)	468	(61)	407
50	1	50	(3)	47	Comercial	227	8	234	(2)	232
(308)	(24)	(332)	281	(51)	Ref. & Mid.	(967)	462	(505)	295	(210)
(1)	-	(1)	-	(1)	Renováveis & NN	(19)	-	(19)	-	(19)
20	-	20	(17)	3	Outros	8	-	8	8	17

Eventos não recorrentes

Trimestre				Ano	
4T19	3T20	4T20		2019	2020
(2)	42	14	Eventos Não Recorrentes com impacto em Ebitda	174	(12)
(1)	1	0	Margem (Variação de produção) - Unitização	200	(30)
(21)	-	-	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(47)	-
21	41	13	Custos com reestruturação de Pessoal	21	54
-	1	1	Diferenças de câmbio relacionadas com processos de unitização no Brasil	-	(36)
(2)	(0)	248	Eventos Não Recorrentes com impacto em <i>Non Cash Costs</i>	(7)	252
-	-	94	Provisão para meio ambiente e outras (Refinaria Matosinhos)	-	94
(2)	(0)	0	Amortizações e Depreciações - Unitização	(7)	5
-	-	153	Imparidade de ativos (Refinaria Matosinhos)	-	153
2	11	(99)	Eventos Não Recorrentes com impacto em Financeiros	35	(142)
3	0	(99)	Ganhos/Perdas participações financeiras (GGND) ¹	14	(91)
-	10	1	Ganhos/Perdas participações financeiras - Unitização	-	(56)
(1)	(0)	(0)	Custos Financeiros - Unitização	20	5
69	53	(114)	Eventos Não Recorrentes com impacto em Impostos	36	81
(12)	(12)	(82)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(72)	(75)
12	58	(35)	Impacto de impostos diferidos no Brasil por FX BRL/USD	-	119
59	-	-	Ajustamentos PE de anos anteriores	59	-
9	7	4	Imposto contribuição sector energético	49	36
(17)	(21)	10	Interesses que não controlam (Unitização e FX em impostos diferidos Brasil)	(60)	(8)
49	85	60	Total de eventos não recorrentes	177	171

¹ Inclui ajustes da correspondente CESE anteriormente contabilizados na GGND.

6.6 Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

Trimestre				Ano	
4T19	3T20	4T20		2019	2020
3.989	2.747	2.701	Vendas	15.962	10.771
152	152	128	Serviços prestados	608	610
170	46	28	Outros rendimentos operacionais	368	187
4.311	2.944	2.856	Total de proveitos operacionais	16.938	11.567
(3.056)	(2.009)	(2.107)	Inventários consumidos e vendidos	(12.592)	(8.461)
(452)	(370)	(298)	Materiais e serviços consumidos	(1.650)	(1.473)
(101)	(114)	(92)	Gastos com o pessoal	(346)	(356)
1	(4)	(0)	Perdas por imparidade de contas a receber	1	(8)
(52)	(85)	60	Outros gastos operacionais	(132)	(156)
(3.660)	(2.582)	(2.438)	Total de custos operacionais	(14.719)	(10.454)
650	362	418	Ebitda	2.219	1.113
(289)	(294)	(407)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(979)	(1.289)
(8)	1	(92)	Provisões	(8)	(106)
353	69	(80)	Ebit	1.232	(282)
18	12	106	Resultados de empresas associadas	121	220
44	(93)	(19)	Resultados financeiros	(74)	(186)
9	9	(6)	Juros a receber	37	18
(14)	(16)	(14)	Juros a pagar	(53)	(56)
7	(1)	12	Capitalização juros	24	22
(22)	(20)	(19)	Juros de locações operacionais (IFRS 16)	(90)	(80)
24	(25)	34	Diferenças de câmbio	(10)	(78)
66	(36)	59	Mark-to-market de derivados	81	(44)
(25)	(3)	(86)	Outros custos/proveitos financeiros ¹	(64)	33
416	(12)	7	Resultados antes de impostos	1.279	(248)
(272)	(99)	(3)	Impostos ²	(742)	(242)
(9)	(7)	(4)	Imposto contribuição sector energético ³	(58)	(45)
135	(118)	0	Resultados antes de interesses que não controlam	479	(535)
(29)	12	(35)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(90)	(16)
106	(106)	(35)	Resultado líquido	389	(551)

¹ Valores de 2019 principalmente relacionados com o processo de unitização de Tupi.

² Inclui SPT a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola.

³ Inclui €12 m, €24 m e €9 m relativos à CESE I, CESE II e FNEE, respetivamente, durante todo o ano de 2020.

6.7 Situação financeira consolidada

€m

	31 dez. 2019	30 set. 2020	31 dec. 2020
Ativo			
Ativos fixos tangíveis	5.671	5.239	4.878
<i>Goodwill</i>	85	86	85
Outros ativos fixos intangíveis	577	563	532
Direitos de uso (IFRS 16)	1.167	1.077	1.002
Participações financeiras em associadas	870	709	483
Outras contas a receber	259	251	267
Ativos por impostos diferidos	367	468	509
Investimentos financeiros	169	206	402
Total de ativos não correntes	9.167	8.598	8.157
Inventários ¹	1.055	745	708
Clientes	980	982	781
Outras contas a receber	935	443	877
Outros investimentos financeiros	174	150	190
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	73	101
Caixa e equivalentes	1.460	1.687	1.678
Subtotal de ativos correntes	4.603	4.080	4.335
Ativos não correntes detidos para venda	-	221	-
Total de ativos correntes	4.603	4.301	4.335
Total do ativo	13.770	12.899	12.492

¹ Inclui €35 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 31 de dezembro de 2020.

€m

	31 dez. 2019	30 set. 2020	31 dec. 2020
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas	1.356	1.158	967
Resultados acumulados	1.764	1.833	1.832
Resultado líquido do período	389	(516)	(551)
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.420	3.385	3.160
Interesses que não controlam	1.237	950	940
Total do capital próprio	5.657	4.335	4.100
Passivo			
Empréstimos e descobertos bancários	795	808	801
Empréstimos obrigacionistas	1.822	2.410	2.404
Locações operacionais (IFRS 16)	1.042	973	923
Outras contas a pagar	121	110	111
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	332	356	381
Passivos por impostos diferidos	299	502	479
Outros instrumentos financeiros	5	16	37
Provisões	819	865	1.008
Total do passivo não corrente	5.234	6.040	6.144
Empréstimos e descobertos bancários	278	59	39
Empréstimos obrigacionistas	-	500	500
Locações operacionais (IFRS 16)	182	173	166
Fornecedores	852	740	650
Outras contas a pagar	1.343	939	763
Outros instrumentos financeiros	84	111	130
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	141	-	0
Total do passivo corrente	2.879	2.523	2.248
Total do passivo	8.113	8.564	8.392
Total do capital próprio e do passivo	13.770	12.899	12.492



07

BASIS OF REPORTING

7. BASE 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 dezembro e 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019. A informação apresentada neste relatório não é ainda auditada.

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).

No que concerne os principais riscos e incertezas, recomenda-se a leitura da Parte I – C. III Controlo interno e gestão de riscos do Relatório de Governo Societário 2019 do Grupo.

8. 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 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

%: Percentagem

ACS: Actividades de Construcción Y Servicios SA

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas

B2B: *business to business*

B2C: *business to consumer*

bbl: barril de petróleo

bn: billion; ou seja, mil milhões

boe: barris de petróleo equivalente

BRL: Reais do Brasil

c.: cerca

CO₂: Dióxido de carbono

CESE: Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (Portugal)

CFFO: *Cash flow* gerado por atividades operacionais

CMVM: Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

COFINS: *Contribution for the Financing of Social Security*

CORES: *Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos*
d: dia

DD&A: Depreciações e amortizações

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

EMPL: Europe Magreb Pipeline, Ltd

E.U.A.: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

FCF: *Free cash flow*

FID: Decisão Final de Investimento

FLNG: *Floating liquified natural gas*

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

GSBV: Galp Sinopec Brazil Services

GGND: Galp Gás Natural Distribuição, S.A.

GN: Gás natural

GNL: Gás natural liquefeito

GSBV: Galp Sinopec Brazil Services

GWh: Gigawatt hora

IAS: *International Accounting Standards*

IRC: Imposto sobre o rendimento de pessoas coletivas

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

ISP: Pagamentos relativos a impostos sobre produtos petrolíferos

IVA: Imposto sobre o Valor Acrescentado

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kbpd: milhares de barris de petróleo por dia

RESULTADOS DO 4T20 E 12M20
FEVEREIRO, 2021**LTM:** últimos doze meses**m:** milhão**MIBGAS:** Mercado ibérico de gás natural**Mid.:** Midstream**mbbl:** milhões de barris de petróleo**mboe:** milhões de barris de petróleo equivalente**mbtu:** *million British thermal units*, ou seja milhões de unidades térmicas britânicas**mm³:** milhões de metros cúbicos**mt:** milhões de toneladas**MWh:** Megawatt por hora**NE:** *Net entitlement***NN:** Novos Negócios**NWE:** *Northwestern Europe*, i.e., Noroeste da Europa**PE:** Participação Especial**p.p.:** pontos percentuais**QoQ:** variação face ao trimestre anterior (*quarter-on-quarter*)**R&NN:** Renováveis & Novos Negócios**Ref.:** Refinação**REN:** Rede Eléctrica Nacional**RC:** *Replacement Cost***RCA:** *Replacement Cost Adjusted***s.s.:** sem significado**T:** trimestre**TWh:** Terawatt-hora**Unid:** Unidade**USD/\$:** dólar dos Estados Unidos**Var.:** Variação**WI:** *Working interest***YoY:** *year-on-year* (variação annual)



Galp Energia, SGPS, S.A.
Relação com Investidores

Otelo Ruivo, Director
Inês C. Santos
João Antunes
João G. Pereira
Teresa Rodrigues

Contactos:
+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

