

Informações Trimestrais – ITR

Em 31 de março de 2026 contendo o Relatório da Administração e o Relatório dos auditores independentes sobre a revisão das informações trimestrais

Resultados | 1T26

Rio de Janeiro, 06 de maio de 2026 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) divulga seus resultados referentes ao primeiro trimestre de 2026 (“1T26”):

Principais Indicadores

	1T26	1T25	Δ A/A	4T25	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	3.135	2.874	9%	2.548	23%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	1.628	1.070	52%	808	2x
Margem EBITDA Ajustada (%)	51,9%	37,2%	15 p.p	31,7%	20 p.p
Produção Média Total ¹ (kboe/dia)	76,0	70,8	7%	76,7	-1%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	61,2	58,5	5%	61,1	0,1%
Produção média diária de gás (kboe/dia)	14,8	12,3	20%	15,6	-5%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	74,6	67,1	11%	55,6	34%
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	6,5	6,1	6%	6,9	-5%
Lifting Cost ³ (US\$/boe)	14,2	17,3	-18%	14,6	-3%

¹ corresponde à participação detida pela Companhia em cada ativo do portfólio. ² Inclui transações *intercompany*. ³ Não considera o custo de afretamento 2,6 usd/boe (1T26).

DESTAQUES DO 1T26 E EVENTOS SUBSEQUENTES: Evolução em todas as frentes do negócio

Destaques operacionais: forte desempenho de produção e eficiência

- Produção média trimestral de 76,0 mil boe/d no 1T26, +7% A/A.
- Retomada da produção em Parque das Conchas: +31% T/T, após conclusão da manutenção programada, em janeiro de 2026.
- Campanha integrada de perfuração iniciada em março: o início da perfuração de 2 poços em Papa-Terra e projeto: *on-time & on-budget*.

Destaques financeiros: evolução em todas as métricas e estrutura de capital fortalecida

- US\$ 78 milhões de geração de caixa livre¹ no 1T26. A posição de caixa em US\$ 1.080 milhões.
- Receita Líquida alcançou R\$ 3.135 milhões (US\$ 596 milhões) no 1T26, crescimento de 9% A/A e +23% T/T, registrando, em dólar, o maior nível histórico da Companhia.
- EBITDA Ajustado de R\$ 1.628 milhões (US\$ 310 milhões) no 1T26, incremento de +52% A/A e +2x T/T, registrando maior nível histórico da Companhia.
- Margem Ebitda alcançou o maior nível histórico de 52% no 1T26. Destaque para o *offshore* que alcançou margem relevante de 68% no período.
- Forte redução na alavancagem, atingindo 1,84x em dólar no 1T26 (vs. 2,16x no 4T25 e 3,37x no 1T25), menor nível desde a formação da Companhia em 2024.

¹ Geração de caixa livre = [Fluxo de caixa operacional (inclui *hedge* de óleo e exclui contas a receber da NTE e custos de abandono (ABEX)) – CAPEX].

- Redução do *Lifting cost*² da Companhia para US\$ 14,2/boe (-3% T/T) no 1T26.
✓ Destaque para o *offshore* com *lifting cost*³ de US\$ 10,8 (-39% A/A), menor nível histórico do segmento.
- Continuidade na otimização do capex nos segmentos *onshore* e *downstream*: -49% T/T, no 1T26.
- Melhora na monetização da venda de óleo: +34% de melhoria no preço de venda de óleo no 1T26. Destaque para melhores preços em Atlanta com +46% T/T.

Destaques Estratégicos e Corporativos

- Relatório Certificação de Reservas 2026: 459 milhões de barris de óleo equivalente ("boe") de reservas provadas (1P) e 611 milhões de boe de reservas provadas mais prováveis (2P).
- Acordo de Venda da participação na Unitização de Jubarte⁴.
- Pagamento de R\$ 57,4 milhões de reais em dividendos, em 30 de abril de 2026.
- Relevantes avanços na frente ESG, com destaque para o fortalecimento da cultura de segurança, a evolução na agenda de transparência e a publicação do Relato Integrado da Companhia.

Conferência em português	Conferência em inglês
07 de maio de 2026 (quinta-feira)	
14:00 (BRT)	13:00 p.m. (US EDT)
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 11 4680 6788	+1 309 205 3325
+55 11 4632 2236	+1 312 626 6799
0800 878 3108	833 548 0276
0800 282 5751	833 548 0282
ID do webinar: 879 6434 2235	
Senha: 300125	
	
Acesso à Conferência de Resultados 1T26	
Clique aqui	

² Não considera o custo de afretamento do período de US\$ 2,6/boe (consolidado Brava).

³ Não considera o custo de afretamento no período de US\$ 4,0/boe (*offshore*).

⁴ Conforme [Fato Relevante](#) divulgado em 27 de abril de 2026.

Mensagem da Administração

O primeiro trimestre de 2026 foi marcado por avanços consistentes em todas as frentes de negócio da Companhia, refletindo a resiliência de uma estratégia focada em segurança, eficiência operacional, fortalecimento da estrutura de capital e disciplina na alocação de capital. Ao mesmo tempo, o conflito no Oriente Médio se consolidou como o vetor de disrupção do mercado global de petróleo, gás e energia em décadas, alterando a dinâmica da indústria.

O longo período de estabilidade no Golfo Pérsico, combinado ao crescimento da oferta em outras regiões produtoras, aos ganhos de eficiência logística e às expectativas de aceleração da transição energética, sustentava projeções de preços estruturalmente mais baixos para os próximos anos e contribuiu para uma percepção distorcida sobre a atratividade do setor, sem refletir adequadamente a natureza cíclica da *commodity* e o longo prazo de maturação dos projetos de exploração e produção.

Nesse cenário, o fechamento do Estreito de Ormuz alterou substancialmente o cenário energético global. O mercado migrou de uma expectativa de excesso de oferta para um ambiente de maior preocupação com a segurança energética e disponibilidade de petróleo. A curva futura da *commodity* foi reprecificada, recolocando a indústria em posição atrativa para investidores e credores. Nesse contexto, o Brasil permanece particularmente bem-posicionado, apoiado por reservas relevantes, produção competitiva, ambiente regulatório maduro e distância geopolítica das principais zonas de conflito. Nesse cenário, a Brava segue avançando na consolidação de um portfólio resiliente, diversificado e com elevada opcionalidade operacional e financeira.

No 1T26, renovamos diversos recordes financeiros. A monetização de óleo apresentou forte evolução T/T, suportando Receita Líquida de US\$ 596 milhões, crescimento de 21% A/A e 26% T/T. A eficiência operacional e a disciplina de custos sustentaram EBITDA Ajustado de R\$ 1,6 bilhão (US\$ 310 milhões), acompanhado por Margem EBITDA de 52%, avanço de aproximadamente 20 pontos percentuais T/T, com o segmento *offshore* registrando margem de 68%. A alavancagem atingiu 1,84x, menor nível desde nossa fundação, enquanto a posição de caixa superou US\$ 1,1 bilhão.

Na frente operacional, mantivemos estabilidade e elevados níveis de eficiência, ao mesmo tempo em que avançamos em duas agendas relevantes: a campanha integrada de perfuração *offshore*, que segue dentro do prazo e orçamento, e a liberação das instalações anteriormente interditadas no Potiguar. A campanha deverá adicionar capacidade instalada relevante ao sistema produtivo da Companhia, enquanto esperamos retomada gradual da produção *onshore* ao longo de 2026.

Após o encerramento do trimestre, divulgamos o Relatório de Certificação de Reservas 2026, que indicou 459 MMboe de reservas 1P e 611 MMboe de reservas 2P, reforçando a robustez, longevidade e opcionalidade do nosso portfólio. Em linha com nossa estratégia de gestão ativa de ativos e otimização de capital, concluímos também o acordo de venda da participação na Unitização de Jubarte.

Reforçamos nosso agradecimento ao time Brava, pilar fundamental na construção da nossa trajetória e dos resultados alcançados. Seguimos comprometidos com nossos principais objetivos estratégicos: redução contínua da alavancagem, otimização do custo da dívida, disciplina na alocação de capital, aumento da resiliência operacional e maximização sustentável da geração de caixa livre, sempre guiados por uma cultura de dono e pelo compromisso inegociável com a segurança operacional.

ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A sustentabilidade é um pilar estratégico para a perenidade dos negócios da Companhia. A Brava orienta sua atuação para a geração de valor no longo prazo, aliando disciplina financeira, gestão de riscos e responsabilidade socioambiental, com foco na construção de um legado positivo para seus *stakeholders* e para as regiões onde opera.

No 1T26, a Companhia obteve relevantes avanços nas frentes Ambiental, Social e de Governança (ESG, na sigla em inglês), com destaque para o fortalecimento da cultura de segurança, a evolução na agenda de transparência e a consolidação de práticas alinhadas às melhores referências internacionais.

A Companhia atua de forma contínua no fortalecimento de uma cultura preventiva, baseada na responsabilidade compartilhada, na disciplina operacional e na integridade de ativos. Nesse contexto, foi realizada, em março, a Caminhada de Segurança no Polo Potiguar, com participação ativa da alta liderança, incluindo o CEO e o Diretor de Operações *Onshore*.

A iniciativa envolveu observação direta das atividades em campo, identificação de desvios, análise comportamental e reconhecimento de boas práticas, com consolidação das evidências e definição de planos de ação. A presença da liderança reforça o compromisso da Companhia com a segurança como prioridade absoluta e com a promoção de um ambiente operacional seguro e resiliente.

No âmbito da Governança e Transparência, a Brava publicou seu Relatório Integrado, elaborado em linha com a OCPC 09, GRI (*Global Reporting Initiative*), SASB (*Sustainability Accounting Standards Board*) e TCFD (*Task Force on Climate-related Financial Disclosures*), e divulgado simultaneamente às demonstrações financeiras, reforçando a integração entre desempenho ESG e financeiro. Os indicadores não financeiros foram submetidos à assecuração limitada pela EY, elevando o nível de confiabilidade e aderência às melhores práticas do mercado de capitais.

Complementarmente, a Companhia manteve elevado nível de rigor na gestão de suas informações climáticas, com a elaboração do inventário de emissões de gases de efeito estufa (GEE) conforme o Programa Brasileiro GHG Protocol (*Greenhouse Gas Protocol*), abrangendo Escopos 1, 2 e 3, também publicado no 1T26. O inventário foi verificado por entidade independente (Instituto Totum), com obtenção do Selo Ouro no Registro Público de Emissões, atestando nível de confiança razoável e reforçando a robustez dos processos de mensuração e reporte.

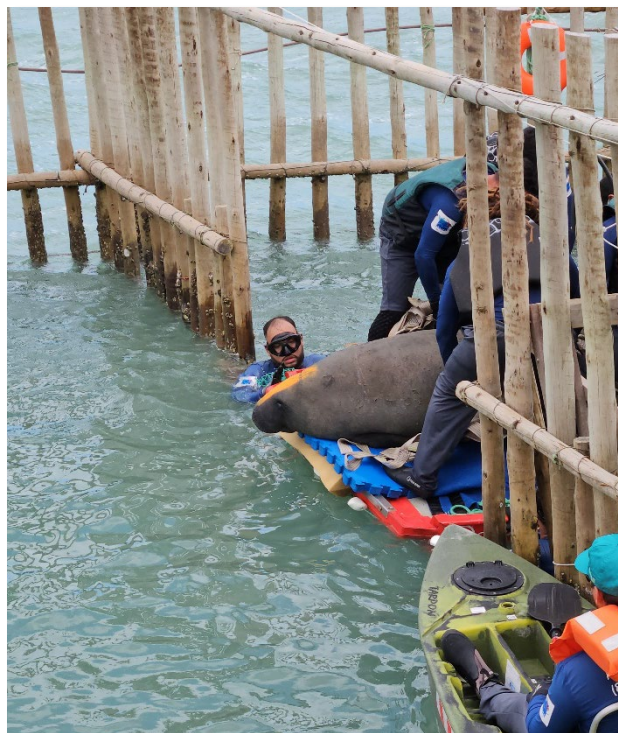


Na dimensão Ambiental, a Companhia avançou em iniciativas voltadas à conservação e restauração de ecossistemas. O Projeto Reflorescer, em parceria com a ANEA, atingiu a marca de dez mil mudas plantadas em áreas de recuperação da Caatinga, no Rio Grande do Norte, contribuindo para a recomposição da vegetação nativa, o fortalecimento da biodiversidade e o atendimento a compromissos de compensação ambiental. A iniciativa também promove impacto social positivo, com a distribuição de mudas frutíferas e o engajamento direto das comunidades locais.

Adicionalmente, no contexto do licenciamento ambiental, a Companhia apoiou o Projeto Cetáceos da Costa Branca (UERN), contribuindo para a conservação de espécies marinhas por meio da ampliação de estruturas de reabilitação de peixes-bois, com benefícios para a biodiversidade e para o desenvolvimento científico regional.

Sob o viés Social, a Brava manteve atuação próxima e responsável junto às comunidades no entorno de suas operações, reconhecendo o diálogo contínuo e a escuta ativa como elementos essenciais para a manutenção da licença social para operar. No período, destacou-se a doação de materiais para apoio à infraestrutura esportiva no município de Assú (RN), iniciativa voltada à promoção do esporte, inclusão social e melhoria da qualidade de vida, especialmente para jovens.

De forma integrada, essas iniciativas refletem o compromisso da Brava Energia com uma atuação segura, transparente e responsável, alinhada às melhores práticas de mercado e à geração de valor sustentável no longo prazo.



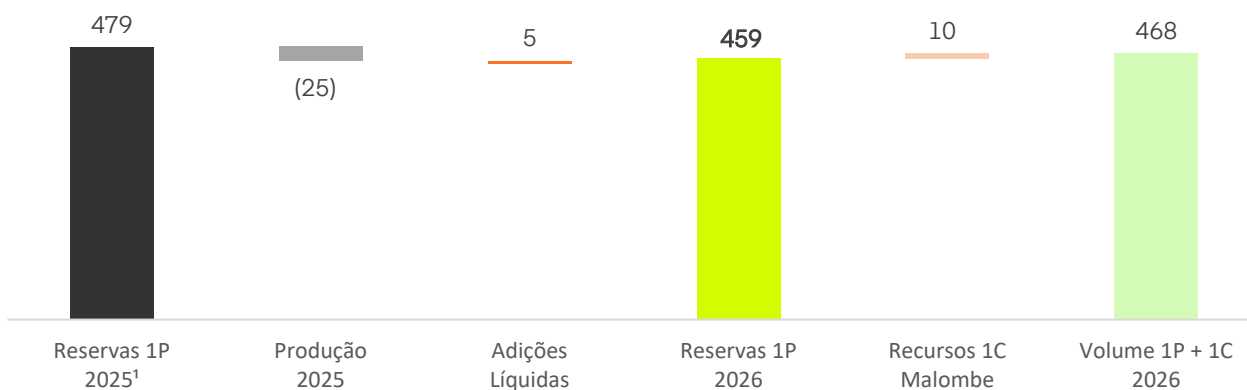
Certificação de Reservas 2026

Em abril de 2026, a Brava atualizou os relatórios de Certificação de Reservas dos ativos de seu portfólio, com data-base em 31 de dezembro de 2025 ("Certificação 2026"), elaborados pelas consultorias independentes especializadas *DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates*.

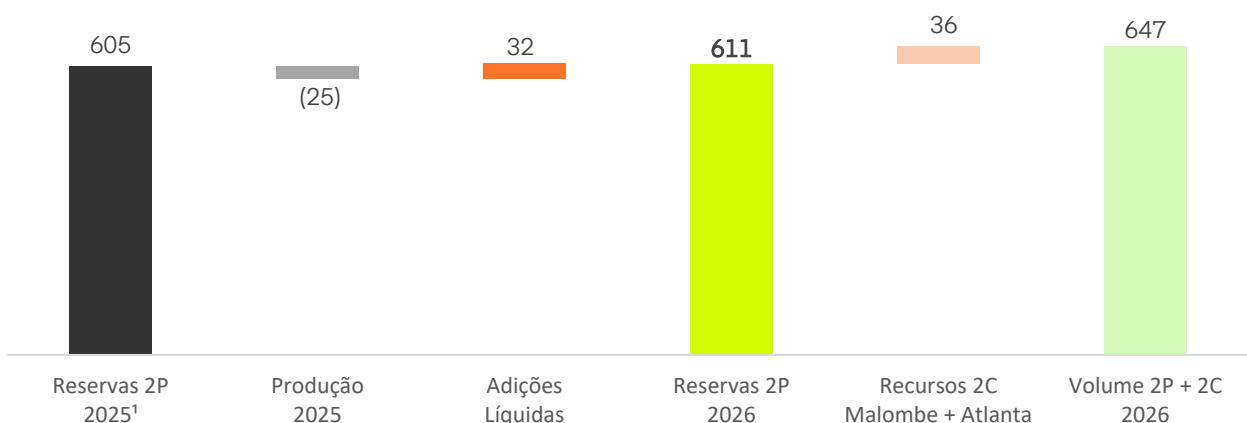
A Certificação 2026 contempla os ativos *Onshore* (Potiguar e Recôncavo) e *Offshore* (Atlanta - 80%, Papa-Terra - 62,5%, Parque das Conchas - 23%, Peroá, Manati - 45% e Ubarana). O campo de Pescada - 35% não integra o escopo desta certificação.

A Certificação de 2026 passa a dispor de **459 milhões de barris de óleo equivalente ("boe") de reservas provadas (1P)** e **611 milhões de boe de reservas provadas mais prováveis (2P)**.

1P | MMboe



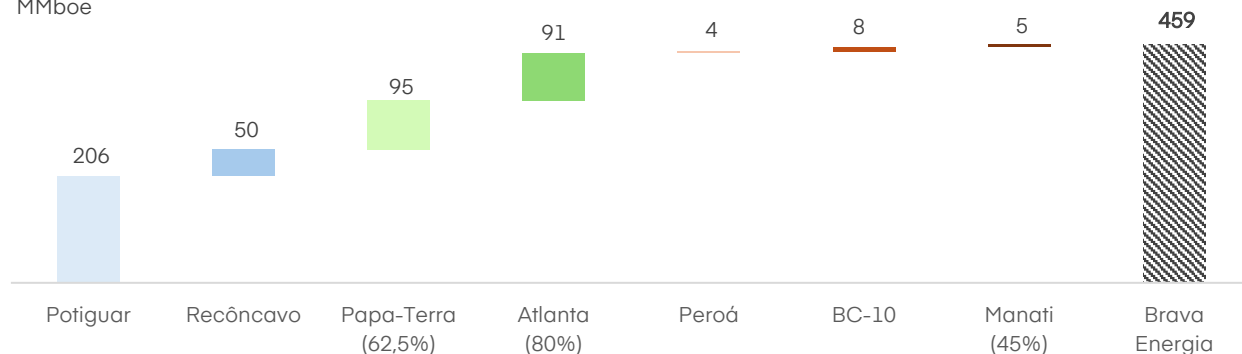
2P | MMboe



Nota: (1) Certificação 2025 não contempla os ativos de Parque das Conchas (BC-10) - 23% e Ubarana.

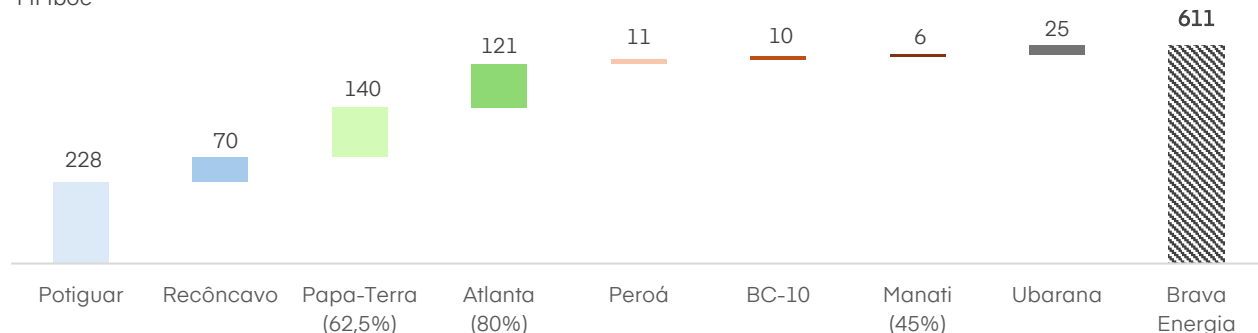
Reservas 1P por ativo

MMboe



Reservas 2P por ativo

MMboe



A tabela abaixo resume os principais resultados da Certificação 2026, considerando a participação líquida da Companhia nos referidos ativos.

Ativos	Certificação 2025		Certificação 2026	
	Volume (MMboe)	CAPEX (US\$ MM)	Volume (MMboe)	CAPEX (US\$ MM)
Onshore	275	1.182	256	751
Potiguar	218	988	206	564
Recôncavo	57	195	50	187
Offshore	204	1.684	203	1.485
Atlanta (80%)	101	1.056	91	711
Papa-Terra (62,5%)	93	628	95	729
Peroá	6	-	4	0,2
Manati (45%)	5	-	5	7
Parque das Conchas - BC-10 (23%)	-	-	8	37
Ubarana	-	-	-	-
Reservas Provadas (1P)	479	2.866	459	2.236
Onshore	316	1.527	298	1.084
Potiguar	242	1.248	228	801
Recôncavo	74	279	70	283
Offshore	289	1.977	313	2.111
Atlanta (80%)	137	1.071	121	744
Papa-Terra (62,5%)	135	868	140	995
Peroá	11	37	11	65
Manati (45%)	6	-	6	7
Parque das Conchas - BC-10 (23%)	-	-	10	37
Ubarana	-	-	25	262
Reservas Provadas e Prováveis (2P)	605	3.504	611	3.195

Desempenho Comercial & Operacional

A Brava apresenta a seguir os destaques operacionais do 1T26, refletindo suas respectivas participações⁵ nos ativos que compõem o portfólio da Companhia.

		1T25	2T25	3T25	4T25	1T26	T/T	A/A
Brent Médio ¹	US\$/bbl	75,7	67,9	69,1	63,7	81,1	+27%	+7%
Preço venda óleo ²	US\$/bbl	67,1	62,7	61,9	55,6	74,6	+34%	+11%
Preço venda gás ²	US\$/MMBTU	6,1	5,7	6,4	6,9	6,5	-5%	+6%
Dólar médio ³	-	5,85	5,67	5,45	5,40	5,26	-3%	-10%
Dólar <i>EoP</i> ³	-	5,74	5,46	5,32	5,50	5,22	-5%	-9%
Upstream								
Produção Total	kboe/d	70,8	85,9	91,8	76,7	76,0	-1%	+7%
Onshore	kboe/d	34,2	34,2	35,0	30,0	27,4	-9%	-20%
Offshore	kboe/d	36,6	51,7	56,9	46,7	48,6	+4%	+33%
Óleo	kbbbl/d	58,5	71,7	73,4	61,1	61,2	0%	+5%
Gás	kboe/d	12,3	14,2	18,4	15,6	14,8	-5%	+20%
	MMm ³ /d	1.957	2.255	2.926	2.479	2.353	-5%	+20%
Volume venda Óleo ²	MMbbl	5,2	6,3	6,3	5,5	5,6	+1%	+8%
Volume venda Gás ²	MMm ³	133	187	238	174	158	-9%	+19%
Volume venda Total	MMboe	6,0	7,5	7,8	6,6	6,6	-1%	10%
Downstream								
Volume de venda	MMboe	3,1	3,2	3,1	3,3	2,9	-12%	-6%

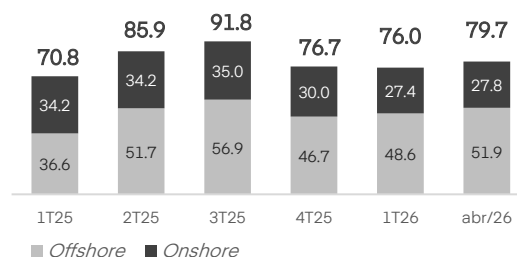
(1) Fonte: Dated Brent (Platts); (2) Inclui as operações intercompany; (3) Fonte: Banco Central do Brasil

Upstream

No 1T26, a Companhia apresentou produção estável em relação ao 4T25, alcançando média diária de 76,0 mil barris (boe/d), +7,3% A/A.

O desempenho do trimestre é explicado por: (i) impacto na produção em Atlanta devido à intervenção realizada em março em uma das bombas em operação no ativo, (ii) paralisação parcial da produção de Potiguar, decorrente da interrupção de algumas instalações para atendimento à auditoria da ANP, parcialmente compensados pela (iii) normalização da produção em Papa-Terra, após a conclusão da parada programada no 4T25, e pelo (iv) aumento da produção em Parque das Conchas +31% T/T, após a conclusão da manutenção programada em janeiro de 2026.

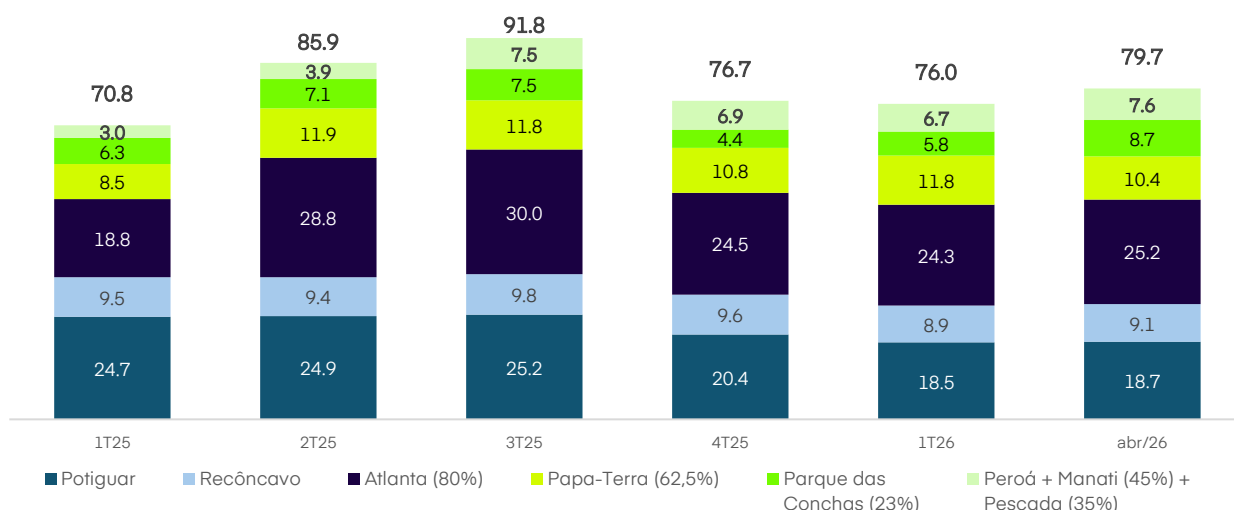
Onshore vs Offshore
kboe/d



⁵ (i) Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas.

Produção Total por Cluster

Participação Companhia | kboe/d

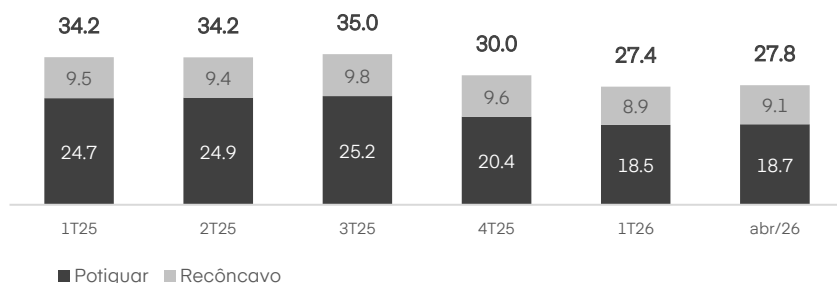
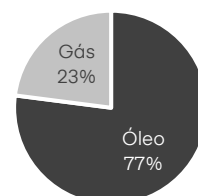


Onshore

O resultado do 1T26 foi impactado pela interdição parcial e temporária de instalações em Potiguar, decorrente da auditoria conduzida pela ANP e pela redução na produção de gás em Recôncavo, em razão da parada programada da UPGN de Catu. Neste contexto, a produção média diária alcançou **27,4 mil boe**, -20,0% A/A e -8,8% T/T.

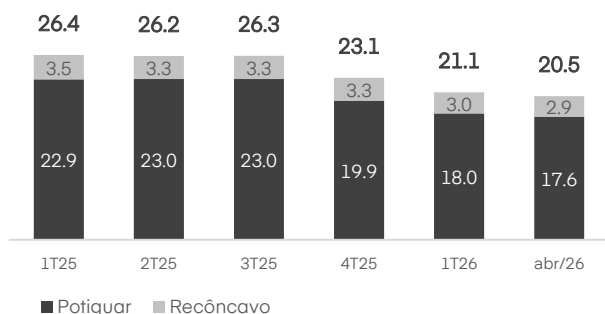
Produção Onshore

Portfólio Companhia | kboe/d

Perfil da Produção Onshore
(1T26- boe/d)

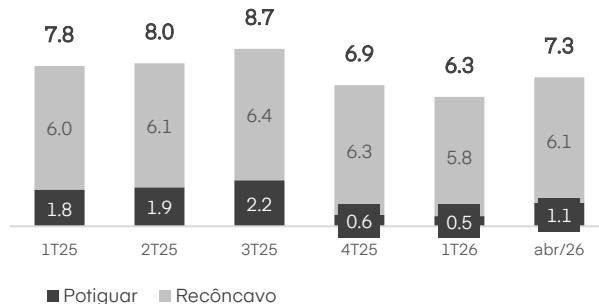
Produção de Óleo

Portfólio Onshore Companhia | kbb/d



Produção de Gás

Portfólio Onshore Companhia | kboe/d



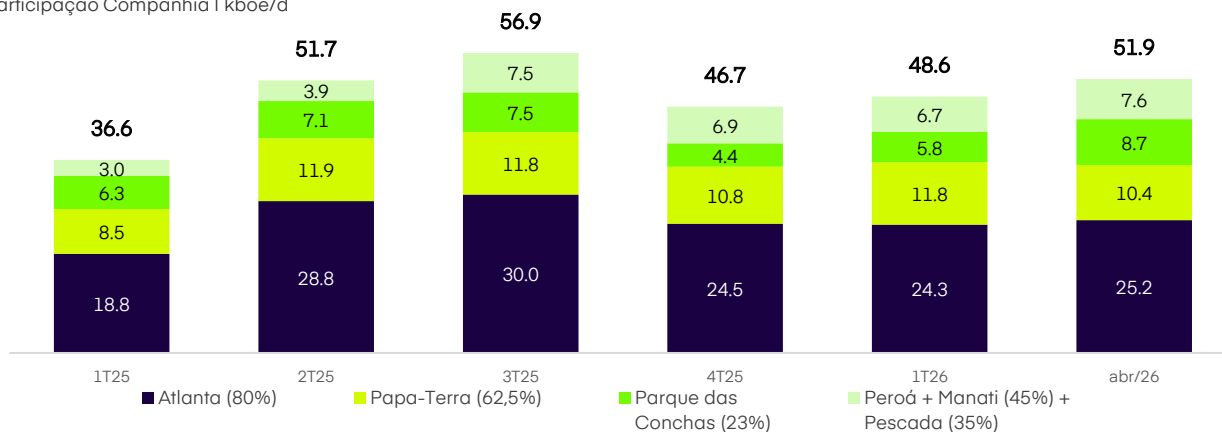
No *Onshore* as atividades realizadas durante o trimestre foram suportadas por sete sondas. Dentre as principais atividades realizadas em poços no 1T26, destaque para 83 *pullings*, 10 *workovers*, 1 reativação e 71 abandonos.

Offshore

A performance do segmento no trimestre é explicada: (i) pela normalização do desempenho operacional em Papa-Terra após parada programada no 4T25, (ii) pelo aumento da produção em Parque das Conchas, após conclusão da manutenção programada no ativo, parcialmente compensada (iii) pelo impacto na produção em Atlanta devido à intervenção realizada em uma das bombas em operação.

Produção Offshore

Participação Companhia | kboe/d

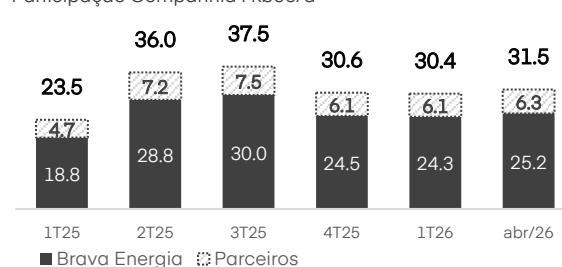


Atlanta (WI 80%)

No 1T26, Atlanta apresentou um desempenho consistente comparado ao trimestre, -0,8% T/T, com registro de 30,4 mil boe/d para 100% do ativo. A performance é justificada por ajustes executados durante 1T26 em uma das bombas em operação no ativo, enquanto no 4T25 o ativo passou por ajustes de comissionamento e na planta de separação.

Produção de Atlanta

Participação Companhia | kboe/d



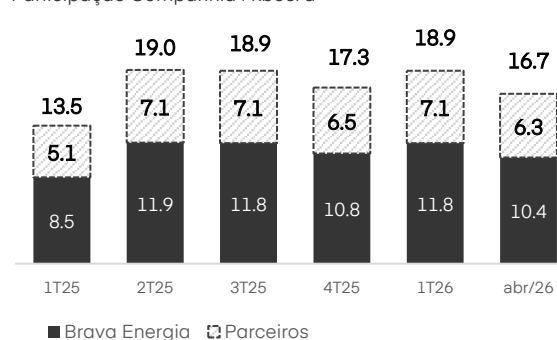
Papa-Terra (WI 62,5%)

No primeiro trimestre de 2026, Papa-Terra apresentou níveis normalizados de eficiência e desempenho operacional, após conclusão da manutenção programada no 4T25, alcançando média diária de 18,9 mil boe (100% do ativo), +39,8% A/A e +9,5% T/T.

Durante o trimestre, avançaram as atividades da campanha de perfuração dos novos poços (PPT-52 e PPT-53), incluindo a adaptação do FPSO para interligação e produção. Além disso, a Companhia obteve a licença de perfuração e concluiu a mobilização da sonda *Lone Star*, com início da campanha em março.

Produção de Papa-Terra

Participação Companhia | kboe/d

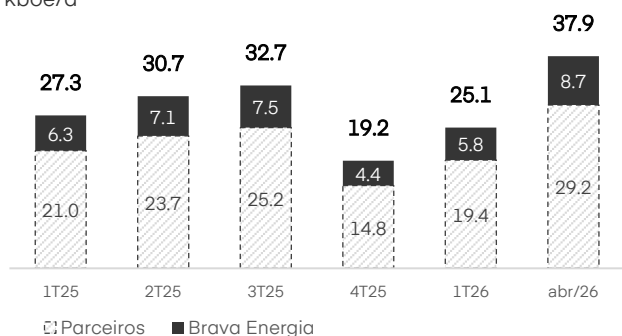


Até a conclusão desse material, a Campanha de perfuração avançou conforme planejado e orçado. Das cinco fases da perfuração previstas por poço, o PPT-53 já havia concluído três, enquanto o PPT-52 havia finalizado as duas primeiras.

▪ Parque das Conchas (WI 23%)

A produção no trimestre alcançou 25,1 mil boe/d, +31% T/T para 100% do ativo. Esse resultado é reflexo do aumento da produção após conclusão da manutenção programada em janeiro de 2026.

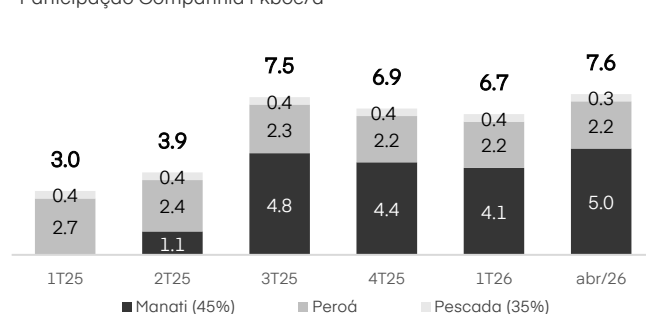
Produção Total | Parque das Conchas (23%)
kboe/d



▪ Peroá, Manati (WI 45%) & Pescada (WI 35%)

No 1T26, a produção combinada dos ativos alcançou 6,7 mil boe/d, aumento de +2,2x (120,4%) A/A e redução de -3,8% T/T, sendo a variação trimestral explicada principalmente pela redução da demanda do mercado de gás natural abastecida por Manati.

Produção Péroa + Manati (45%) + Pescada (35%)
Participação Companhia | kboe/d



Comercialização

Durante o 1T26, a Companhia realizou a venda de 5.585 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 74,6/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, representando 92% do valor de referência do Brent médio do período. A venda de gás natural somou 5.887 mil de MMBTU, a um preço médio de US\$ 6,5/MMBTU. A venda total de óleo e gás natural foi de 6.577 mil barris de óleo equivalente (boe).

Considerando somente a venda para terceiros, a Companhia comercializou 5.384 mil de MMBTU de gás no 1T26, a um preço médio de US\$ 7,1/MMBTU, equivalente a 8,5% do valor de referência do Brent.

O desempenho comercial no 1T26 é justificado: (i) pela retomada da comercialização em Parque das Conchas após parada programada finalizada em janeiro; (ii) pela melhor monetização do óleo de Atlanta, (iii) pelo efeito da apreciação média do Brent no trimestre, +27% T/T, parcialmente compensado (iv) pela redução do volume de óleo vendido em Papa-Terra, -12,5% T/T e (v) pela retração do câmbio médio no período, -2,5% T/T.

O preço médio de venda de óleo reflete dinâmicas distintas de precificação entre os ativos da Companhia no período:

Em **Atlanta**, os componentes de precificação das cargas haviam sido fixados previamente ao agravamento do conflito militar entre EUA/Israel e Irã, evento que provocou elevação do ICE Brent e do bunker de Singapura. Nesse contexto, a monetização teve forte avanço, mas ainda sem capturar integralmente o *upside* decorrente do choque geopolítico sobre o *crack spread*.

Em **Papa-Terra**, as vendas seguiram os termos contratuais vigentes.

Em **Parque das Conchas**, restrições operacionais do operador impossibilitaram o cumprimento das condições originalmente previstas para o *offloading* da carga no 1T26. Em consequência, a Companhia

comercializou o volume do trimestre no mercado *spot*, resultando em condições de precificação menos favoráveis e explicando o desconto no preço. Esse cenário melhora de forma expressiva no 2T26.

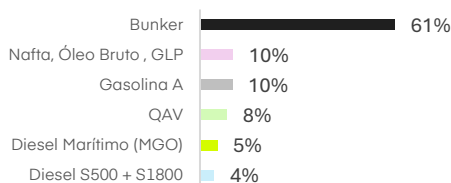
Downstream

Durante o 1T26, a Companhia realizou a venda de 2.924 mil barris de produtos derivados, -12% T/T. O desempenho no trimestre reflete **(i)** menor taxa de utilização da refinaria atingindo FUT (Fator de Utilização) de 74,1% (- 5,2 p.p. T/T); e **(ii)** aumento do volume em estoque de derivados no período.

Dado o mecanismo de precificação de derivados de óleo e o início da guerra no oriente médio no encerramento do 1T26, o resultado do segmento *downstream* no trimestre reflete apenas uma parcela da forte disrupção dos mercados. A Companhia está bem-posicionada para capturar o *upside* a partir do 2T26.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: **(i)** a participação de 61% do *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), **(ii)** maior volume de venda de QAV (+30% T/T); **(iii)** menor nível de comercialização de Diesel Marítimo (-17% T/T) e Diesel S500 (-10% T/T).

Detalhamento de Produtos Vendidos 1T26 (% boe)



A Companhia atendeu a demanda do mercado local com a oferta de diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV) e GLP (gás liquefeito de petróleo), além de suprir a demanda nacional e internacional, por meio do terminal próprio, com *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), diesel marítimo (MGO), nafta e resíduo atmosférico (RAT). O Terminal também foi utilizado para importação de gasolina para operações de *trading* (revenda) e diesel de baixo enxofre para *blend* (mistura) na refinaria.

Importante destacar que o volume de derivados está diretamente relacionado à produção de óleo do Potiguar e ao volume de óleo adquirido de terceiros, ambos processados na refinaria, e à aquisição de derivados para mistura (*blend*).

Desempenho Financeiro

Os destaques financeiros do 1T26 refletem as respectivas participações⁶ nos ativos que compõem o portfólio da Companhia.

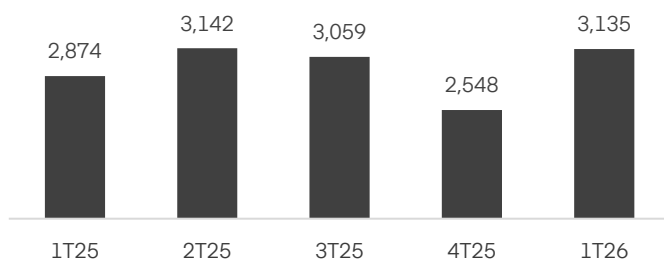
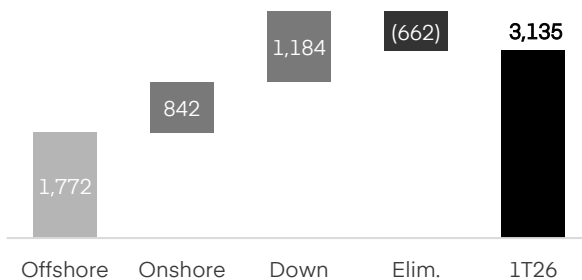
Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Down.	Corp.	Elim. ⁷	1T26	1T25	Δ A/A	4T25	Δ T/T
<i>Em milhões de reais</i>										
Receita Líquida	842	1.772	1.184	-	(662)	3.135	2.874	9%	2.548	23%
Custo do Produto Vendido	(528)	(911)	(1.116)	-	553	(2.002)	(1.944)	3%	(2.339)	-14%
Royalties	(61)	(103)	-	-	-	(165)	(185)	-11%	(143)	15%
Lucro Bruto	313	860	68	-	(109)	1.133	930	22%	209	5x
Despesas G&A	(39)	(46)	(14)	40	-	(59)	(164)	-64%	(161)	-63%
Gastos Exploratórios	(3)	-	-	-	-	(3)	(23)	-87%	(7)	-60%
Outras receitas e despesas	8	(22)	(102)	(4)	1	(120)	(77)	+54%	(261)	-54%
Lucro Operacional	280	793	(49)	36	(108)	952	666	43%	(220)	-
Resultado Financeiro Líquido	(422)	(361)	0,4	(795)	-	(1.578)	589	-	(651)	2x
Resultado antes de impostos	(142)	432	(48)	(759)	(108)	(626)	1.255	-	(872)	-28%
IR e CSLL	96	180	-	-	0,4	276	(426)	-	284	-3%
Lucro Líquido	(47)	612	(48)	(759)	(108)	(350)	829	-	(588)	-40%
IR e CSLL	96	180	-	-	0,4	276	(426)	-	284	-3%
Resultado Financeiro Líquido	(422)	(361)	0,4	(795)	-	(1.578)	589	-	(651)	2x
Depreciação e Amortização CPV	(146)	(563)	(20)	-	(1,1)	(730)	(447)	63%	(711)	3%
Depreciação e Amortização G&A	(14)	(0,7)	(0,1)	(4)	-	(18)	(15)	26%	(18)	2%
EBITDA	439	1.357	(29)	40	(107)	1.700	1.128	51%	509	3x
Ajustes não recorrentes	(9)	(157)	94	-	-	(72)	(58)	24%	299	-
EBITDA Ajustado	430	1.200	65	40	(107)	1.628	1.070	52%	808	2x
Margem EBITDA Ajustado	51,1%	67,7%	5,5%	-	-	51,9%	37,2%	15 p.p.	31,7%	20 p.p.

A Receita Líquida alcançou R\$ 3.135 (US\$ 596) milhões no 1T26, o maior nível histórico em dólar desde a formação da Companhia em 2024 com crescimento de 9% A/A e 23% T/T. O desempenho foi impulsionado por melhores condições comerciais e pelo maior volume de óleo vendido no segmento *offshore* (+9% T/T), impulsionado pela valorização de 27% T/T do *Brent* médio, em decorrência do conflito no Oriente Médio.

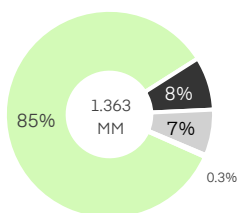
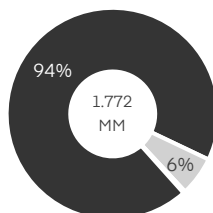
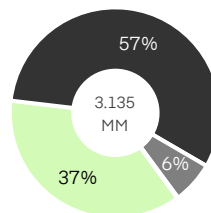
- O *onshore* e *downstream* somaram R\$ 1.363 (US\$ 259) milhões, -3% T/T, já considerando eliminações *intercompany*. O resultado foi impactado pela redução do volume vendido em Potiguar, decorrente da paralisação parcial da produção para atendimento à auditoria da ANP, bem como menor volume vendido de derivados, sendo parte desse volume estocado.
- O *offshore* registrou receita de R\$ 1.772 (US\$ 337) milhões, +56% T/T. O desempenho reflete melhores condições comerciais na comercialização do óleo de Atlanta e retomada da comercialização em Parque das Conchas (BC-10) após parada programada no 4T25.

⁶ (i) Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas.

⁷ O resultado apurado em Eliminações corresponde às operações *intercompany* entre subsidiárias e segmentos, registradas a preços internos de transferência definidos com base em parâmetros de mercado para fins de conciliação com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Sendo esse montante de eliminação registrado na receita líquida pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV), justificado, entre outros fatores, pelo efeito do estoque, considerando que parte dos insumos, comprados ou transferidos, pode ser utilizado em período de competência diferente.

Receita Líquida
(R\$ milhões)

Composição da Receita Líquida 1T26
(R\$ milhões)


No 1T26, a receita líquida de R\$ 3.135 milhões foi composta por: (i) R\$ 1.772 milhões (57%) referentes à venda de óleo; (ii) R\$ 1.156 milhões (37%) relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 203 (6%) milhões com a venda de gás, e (iv) R\$ 4 milhões através da prestação de serviços.

Onshore + Downst.

Offshore

Brava Energia 1T26


óleo

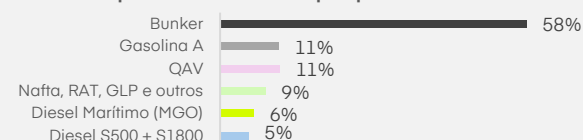
gás

derivados

serviços

Importante destacar que a Companhia também adquire petróleo de outros produtores na região, transportado ao Ativo Industrial de Guamaré (AIG – infraestrutura de *Downstream* da Bacia Potiguar) por oleodutos que pertencem à Brava e/ou carretas. A produção de terceiros é utilizada na dieta da refinaria ou é vendida a partir do Terminal, que exerce papel estratégico na estrutura integrada da região.

A receita líquida de derivados do *Downstream* contempla a produção da Brava e o volume adquirido de terceiros, sendo distribuída por produtos conforme gráfico ao lado.

Receita Líquida de Derivados por produto 1T26


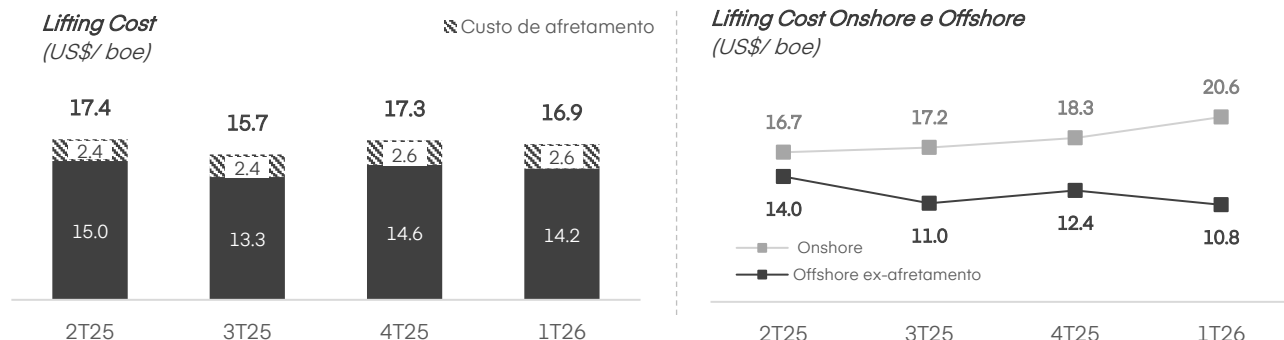
O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 2.002 (US\$ 381) milhões no 1T26, -14% T/T. A variação do trimestre reflete, principalmente, a redução do volume vendido no *Downstream* e os eventos não-recorrentes que impactaram o 4T25, parcialmente compensado pelo maior volume vendido no *offshore* em Atlanta e contribuição de Parque das Conchas após retomada da produção.

O *lifting cost* médio⁸ ponderado da Companhia atingiu US\$ 14,2/boe, -3% T/T, ao incluir os custos de afretamento, o indicador alcançou US\$ 16,9/boe. A variação trimestral decorre do maior volume de produção no *offshore*, parcialmente compensado pelo menor volume de produção no *onshore* (-11% T/T).

O *onshore* alcançou US\$ 20,6/boe no 1T26 (+13% T/T), reflexo do menor nível de produção no período. Sendo justificado, principalmente, pela paralisação parcial das instalações em Potiguar para atendimento a exigências regulatórias da ANP e pela parada programada da UPGN em Recôncavo.

⁸ O *lifting cost* reportado contempla os custos relacionados à extração dos hidrocarbonetos do reservatório, registrados no CPV, incluindo logística, licenciamento e gastos ambientais, e excluindo depreciação e amortização, royalties, ocupação e retenção de área, processamento e transporte de gás e outros custos eventualmente incorridos, sem relação direta com a extração dos hidrocarbonetos.

O *offshore* registrou US\$ 10,8/boe no 1T26 (-13% T/T) e US\$ 14,9/boe ao considerar o custo de afretamento. A variação trimestral decorre do maior nível de produção em Parque das Conchas e em Papa-Terra.



A tabela abaixo apresenta o *lifting cost* dos últimos 12 meses dos ativos da Companhia, sendo uma base normalizada (LTM), mitigando a volatilidade trimestral associada a custos pontuais.

	<i>Lifting Cost</i> (últimos 12 meses)	<i>Lifting Cost</i> 1T26
Onshore	18,0	20,6
Potiguar	18,9	22,0
Recôncavo	15,7	16,9
Offshore	12,1	10,8
Atlanta ⁹	7,6	7,9
Papa-Terra	20,8	20,8
Parque das Conchas ¹⁰	14,6	10,9
Manati	15,8	11,2
Peroá	11,4	16,3

As despesas gerais e administrativas (G&A) totalizaram R\$ 59 (US\$ 11) milhões no 1T26 (-63% T/T). A variação no período é explicada, principalmente, por menores despesas com pessoal e com serviços de terceiros, além da ausência de efeitos não recorrentes registrados no 4T25. Desconsiderando tais efeitos não usuais, o G&A recorrente da Companhia situou-se em aproximadamente US\$ 3/boe.

Do total do G&A, R\$ 53 milhões referem-se aos segmentos *onshore e downstream*, já líquidos das eliminações *intercompany*, e R\$ 46 milhões ao segmento *offshore*, enquanto o saldo remanescente positivo de R\$ 40 milhões corresponde ao segmento corporativo, refletindo principalmente reversões de provisões de despesas com pessoal.

Os gastos exploratórios¹¹ no 1T26 totalizaram R\$ 3 milhões, representando 4% do G&A consolidado. A variação de -60% T/T é explicada, principalmente, pela redução de despesas nos blocos exploratórios

⁹ Não considera o custo de afretamento.

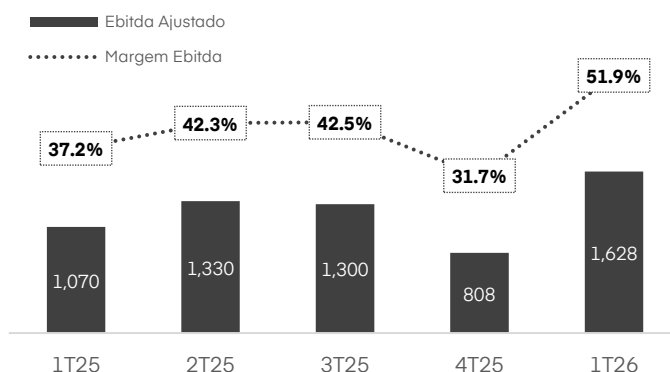
¹⁰ Não considera o custo de afretamento.

¹¹ Conforme Nota Explicativa 30 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

do Paraná¹², em função da conclusão da campanha de aquisição sísmica para cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM).

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.628 (US\$ 310) milhões no 1T26, o maior nível histórico já alcançado pela Companhia, representando um incremento de +2x comparado ao 4T25. O desempenho reflete a contribuição de R\$ 1.200 milhões do segmento *offshore* e de R\$ 388 milhões dos segmentos *onshore* e *downstream*, já líquidos das eliminações *intercompany*. Já a parcela remanescente de R\$ 40 milhões refere-se ao segmento corporativo.

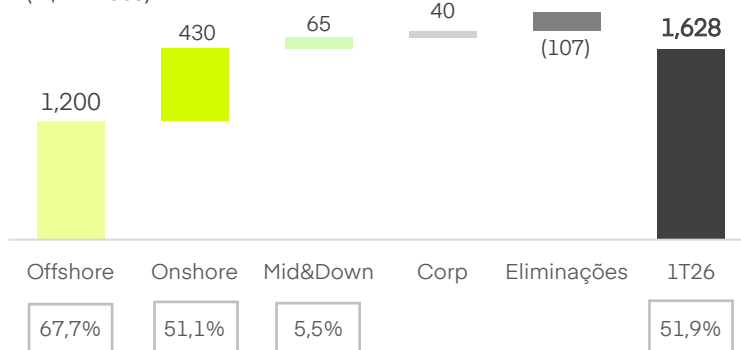
Ebitda Ajustado e Margem Ebitda Ajustada (R\$ milhões)



Os ajustes no EBITDA do 1T26 totalizaram impacto líquido negativo de R\$ 72 milhões (US\$ 14 milhões), compostos por: (i) R\$ 159 milhões referentes aos efeitos de IFRS-16, majoritariamente associados ao FPSO Atlanta, (ii) R\$ 8,8 milhões¹³ da provisão de abandono (ARO), parcialmente compensados por (iii) R\$ 89,5 milhões referentes ao ajuste de acordo comercial no segmento *downstream*¹⁴, (iv) R\$ 5 milhões referente ao reconhecimento de perdas estimadas com créditos de natureza tributária e contas a receber de clientes e outros créditos e (v) R\$ 0,9 milhões referente ao *earn-out* do antigo controlador.

A margem EBITDA Ajustada de 51,9% no 1T26, um avanço de 20 p.p. T/T. Este resultado reflete, principalmente: (i) a expansão das margens no segmento *offshore*, impulsionada por melhores condições comerciais em Atlanta, além da contribuição de Parque das Conchas (BC-10); (ii) a melhora das margens no *onshore* e *downstream*, decorrente do melhor desempenho operacional, com redução de custos e despesas.

Composição e Margem do EBITDA Ajustado 1T26 (R\$ milhões)



Em uma análise por unidade de negócio e desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *offshore* registrou margem EBITDA Ajustado de 68% no 1T26, o maior nível histórico (+23 p.p. T/T), com destaque para os ativos de Papa-Terra e Atlanta, que alcançaram margens recordes de 56% e 74%, respectivamente. O segmento *onshore* atingiu 51% (+9 p.p. T/T), enquanto o segmento *downstream* aferiu margem de 5,5% (+4 p.p. T/T).

O Resultado Financeiro Líquido do 1T26 foi negativo em R\$ 1.578 (US\$ 300) milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 651 milhões no trimestre anterior. A performance do trimestre é explicada, principalmente:

- Resultado negativo de marcação a mercado (MTM) dos instrumentos de *hedge*, composto por: (i) R\$ 2.136 milhões de resultado negativo do *hedge* de óleo, compensados (ii) pelo resultado positivo de

¹² A Companhia possui 30% de participação em 4 blocos exploratórios em parceria com a Eneva S.A. adquiridos no 2º Ciclo da Oferta Permanente da ANP, com contratos assinados em junho 2021.

¹³ Nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

¹⁴ Nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

R\$ 830 milhões do *hedge* das dívidas¹⁵ e (iii) R\$ 28 milhões do *hedge* correspondente ao TRS vinculado às ações¹⁶.

- Juros e correção monetária incorridos no período de R\$ 603 milhões, relacionados aos empréstimos, debêntures e arrendamentos;
- Variação cambial com saldo positivo de R\$ 320 milhões decorrente da desvalorização do dólar no final do período (EoP), -5% T/T;

Importante destacar que a despesa financeira de *hedge* de óleo reflete a variação do valor dos contratos em aberto ao longo do período, calculada por meio da marcação a mercado (MTM), sendo atualizados com base nas condições de mercado na data de fechamento (ICE Brent em 31/mar: US\$ 118,4 EoP), utilizando as curvas futuras de preço do petróleo e de câmbio nesta respectiva data de fechamento. Trata-se de um efeito contábil, o efeito caixa referente ao *hedge* de óleo no trimestre foi líquido negativo de R\$ 19 (US\$ 4) milhões.

Considerando o efeito caixa, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 300 (US\$ 58) milhões¹⁷ no 1T26, explicado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos no montante total de R\$ 569 milhões, parcialmente compensado por (ii) resultado líquido positivo de R\$ 199 milhões proveniente das aplicações financeiras e (iii) resultado líquido positivo de *hedge* de moeda e de dívidas em R\$ 70 milhões.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia mantém, atualmente, instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, totalizando **16,4 milhões barris em um horizonte de 15 meses**, através de contratos sem previsão de chamada de margem.

- **NDF (Non-Deliverable Forward):** cobertura de 11,4 milhões barris, com preço médio de US\$ 64,3/bbl em um horizonte de 15 meses.
- **Collar (zero cost collar - compra de opção PUT e venda de opção Call):** cobertura de 4,5 milhões barris, com piso médio de US\$ 65,0/bbl e teto médio de US\$ 75,3/bbl, em um horizonte de 12 meses.
- **Opção (Put):** cobertura de 505 mil barris, com preço médio de US\$ 65,9/bbl, em um horizonte de 12 meses.

	NDF			Opções (Collar)				NDF + Collar		Opção (Put)		
Fixing	Quantidade		Preço Médio	Quantidade		Put	Call	Quantidade		Quantidade		Preço Médio
	mil barris	kbb/d	US\$	mil barris	kbb/d	US\$	US\$	mil barris	kbb/d	mil barris	kbb/d	US\$
2T26	2.339	25,7	63,6	2.530	27,8	64,3	75,0	4.869	53,5	205	2,3	60,0
3T26	3.300	35,9	65,1	750	8,2	66,8	74,8	4.050	44,0	-	-	-
4T26	2.975	32,3	63,9	370	4,0	62,6	73,3	3.345	36,4	-	-	-
1T27	2.025	22,5	65,1	900	10,0	66,7	77,3	2.925	32,5	300	3	70,0
2T27	725	8,0	63,0	-	-	-	-	725	8,0	-	-	-
Total	11.364	20,7	64,3	4.550	8,3	65,0	75,3	15.914	29,0	505	0,9	65,9

Vale destacar que a Companhia atua de forma ativa e diversificada em diversas frentes para proteção do seu negócio, não só na proteção do óleo (tabela acima), mas também nas proteções voltadas para o frete e para os *spreads* de *bunker* de baixo enxofre e outros produtos derivados. Nesse contexto, anteriormente à disrupção de mercado provocada pela guerra no Oriente Médio, garantimos níveis atrativos de precificação para o frete das nossas próximas cargas de óleo. Adicionalmente, observa-se um movimento relevante de expansão dos *spreads* (margens) de produtos derivados, com destaque

¹⁵ Operação de *swap* com o objetivo de converter as taxas referentes às debêntures para uma dívida com juros fixos em dólares, com objetivo de proteção e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros (nota explicativa 35).

¹⁶ Conforme Fato Relevante publicado em 05 de junho de 2025 ([acesse aqui](#))

¹⁷ Considera o dólar de encerramento do trimestre de 5,50

para o *bunker* de baixo enxofre, produto relevante da cesta de produção da Brava, com espaço para capturar uma parcela do *upside* no primeiro semestre de 2026.

Considerando todas essas variáveis de possível proteção e *upside*: (i) hedge do óleo, (ii) hedge de frete, e (ii) aumento dos spreads, o retorno líquido da Brava para o cenário do conflito no Oriente Médio é positivo.

Adicionalmente, o resultado do primeiro trimestre de 2026 não captura integralmente a recente valorização do *Brent*, cuja média foi de US\$ 81/bbl no 1T26, com forte aceleração no final do período.

O **Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)** registraram crédito de R\$ 276 milhões, justificado pelo diferimento do imposto de renda, em razão do resultado negativo antes de impostos, que, por sua vez, é consequência da despesa financeira referente a marcação a mercado dos contratos de *hedge* de óleo, com impacto contábil. O resultado no trimestre é composto por: (i) IR e CSLL **correntes** com despesa líquida de R\$ 133 milhões, dos quais R\$ 38 milhões com efeito caixa; e (ii) IR e CSLL **diferidos** com crédito de R\$ 409 milhões.

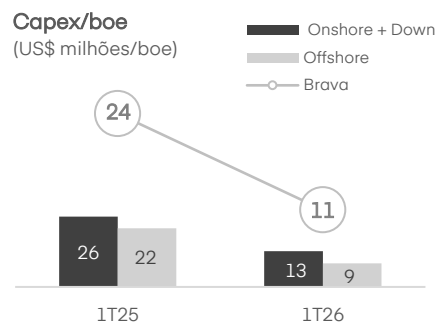
A companhia registrou **prejuízo líquido** de R\$ 350 (US\$ 66) milhões, impactado principalmente pela despesa financeira, decorrente de efeitos contábeis não caixa relacionados à marcação a mercado dos contratos de *hedge* de óleo. Esse efeito foi parcialmente compensado pela melhora no resultado operacional, sustentada pelo desempenho do segmento *offshore*, com melhores preços de comercialização no período, em linha com a valorização de 27% T/T do *Brent* médio.

Capex

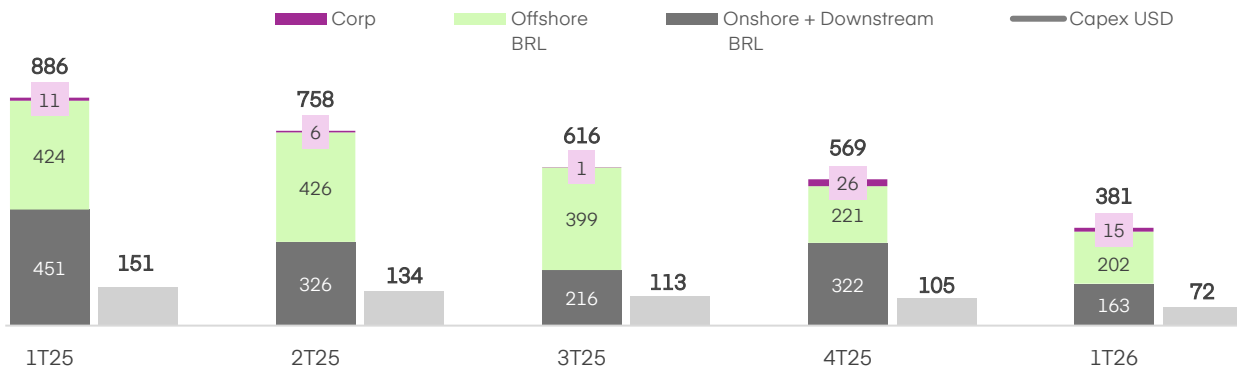
A Brava investiu R\$ 381 (US\$ 72)¹⁸ milhões no 1T26, -33% T/T, em mais um trimestre de redução nos investimentos.

O Capex do trimestre foi concentrado no *offshore*, que representou **53% dos investimentos totais**, com destaque para o aumento do capex em Papa-Terra atrelado ao início da campanha de perfuração em março. Adicionalmente, os segmentos *onshore* e *downstream* corresponderam a **43% do capex no trimestre** (-49% T/T), em função da fase final da revitalização das estações de vapor em Potiguar, e da redução de atividades de manutenção e serviços pontuais de engenharia no *downstream*, que haviam sido mais relevantes no trimestre anterior.

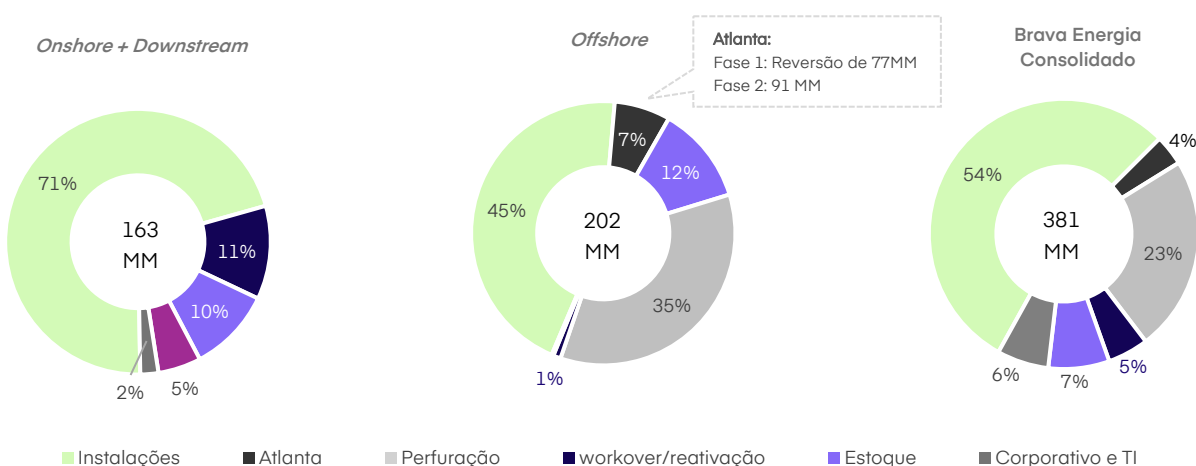
A parcela remanescente de Capex refere-se aos investimentos do segmento corporativo, com destaque para o projeto de implantação do sistema de gestão integrada (SAP) para toda a Companhia.



Capex trimestral e anual em Real e Dólar
(R\$/US\$ milhões)



Capex por atividade no 1T26



O Capex com efeito caixa no 1T26 totalizou R\$ 523 (US\$ 100) milhões¹⁹. A diferença de R\$ 142 (US\$ 27) milhões em relação ao capex contábil, decorre principalmente da reversão de provisões e de pagamentos reconhecidos em período anteriores e realizados no atual trimestre.

¹⁸ Considerado o dólar médio do período de 5,26.

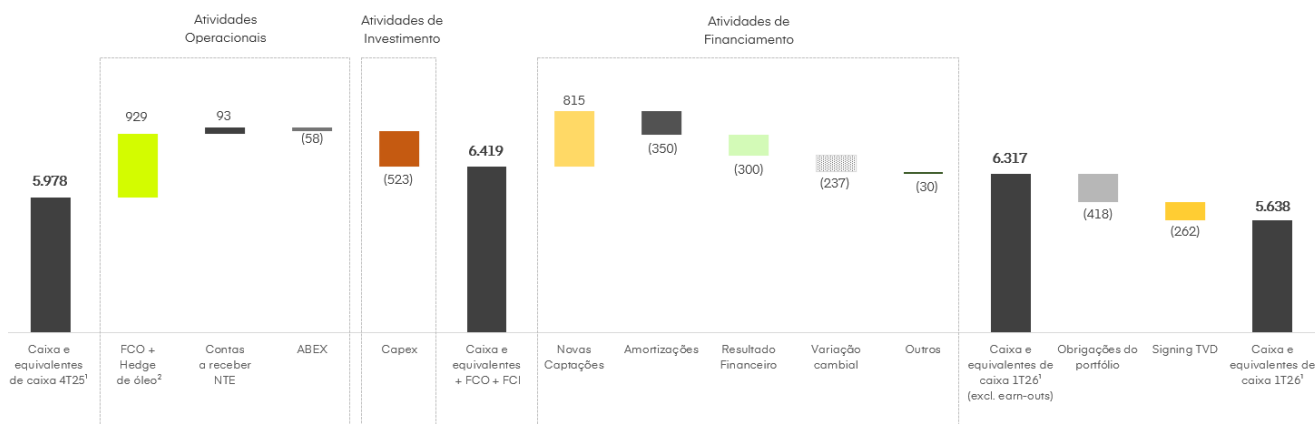
¹⁹ Considerado o dólar EoP de 5,22

Fluxo de Caixa Livre

A posição de caixa ao final do 1T26 foi de R\$ 5.638 (US\$ 1.080) milhões, em patamar estável em dólares na comparação com o trimestre anterior. Desconsiderando os efeitos não recorrentes relacionados a obrigações do portfólio ocorridos no período: (i) o pagamento da parcela de Potiguar de R\$ 418 (US\$ 80) milhões; e (ii) a parcela a receber do *signing*²⁰ de Tartaruga Verde de R\$ 262 (US\$ 50) milhões, paga no 1T26 e reembolsada no mês de abril corrigida por SOFR + 1,5%, a posição de caixa totalizou R\$ 6.317 (US\$ 1.210) milhões.

Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)



¹O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida de R\$ 2.650 (US\$ 508) milhões. ² Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (-R\$ 19 milhões).

As atividades operacionais geraram R\$ 964 (US\$ 185) milhões²¹, incluindo R\$ 19 milhões de resultado líquido negativo de *hedge* de óleo, a parcela a receber da NTE de R\$ 93 milhões e os custos de abandono (ABEX) de R\$ 58 milhões. O desempenho do trimestre reflete a maior geração de caixa operacional do *offshore*, impulsionada por melhores preços de comercialização em Atlanta e pela retomada da comercialização em Parque das Conchas, não ocorrido no trimestre anterior em função da parada programada no ativo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo menor volume de produção em Potiguar, decorrente da paralisação para atendimento à auditoria da ANP e pelo aumento do estoque de produtos derivados.

A Companhia encerrou o 1T26 com posição de estoques de óleo de R\$ 185 (US\$ 35) milhões (-26% T/T) e derivados de R\$ 246 (US\$ 47) milhões (+39% T/T), contabilizada ao valor de custo de produção, conforme nota explicativa 5 das demonstrações financeiras.

As atividades de investimento consumiram R\$ 1.202 (US\$ 230) milhões no 1T26, decorrente: (i) dos investimentos(capex) realizados de R\$ 523 (US\$ 100) milhões, (ii) da parcela de R\$ 418 (US\$ 80) milhões referente a obrigações do portfólio (*earn-out*) de Potiguar, e (iii) da parcela de R\$ 262 (US\$ 50) milhões do *signing* de Tartaruga Verde, recebida no mês de abril (2T26) e corrigida por SOFR + 1,5%. Desconsiderando esses efeitos não recorrentes os investimentos totalizaram um consumo de R\$ 523 (US\$ 100) milhões.

As atividades de financiamento consumiram R\$ 102 (US\$ 20) milhões no 1T26, refletindo, principalmente, o pagamento de juros de empréstimos e debêntures (R\$ 569 milhões), amortizações (R\$ 350 milhões) e impacto negativo de variação cambial (R\$ 237 milhões), decorrente da desvalorização do dólar ao final do período (-5% T/T). Esses efeitos foram parcialmente compensados por novas captações (R\$ 815

²⁰ Conforme Fato Relevante publicado em janeiro (*signing*) e março (encerramento das negociações).

²¹ Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,22

milhões), receitas financeiras decorrentes de rendimentos de juros (R\$ 203 milhões) e resultado positivo de *hedge* de câmbio e dívida (R\$ 70 milhões).

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 1T26 com caixa e equivalentes de caixa de 5.638 (US\$ 1.080) milhões, em patamar estável em dólares na comparação com o trimestre anterior. Esse montante inclui aplicações financeiras e caixa restrito, e exclui a aplicação financeira²² de R\$ 2.650 (US\$ 508) milhões referente ao *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida. Desconsiderando as parcelas de obrigações do portfólio, a posição de caixa (ex- M&A) totalizou R\$ 6.317 (US\$ 1.210) milhões, +6,0% T/T em dólar.

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander²³ de R\$ 2.661 (US\$ 510) milhões, encerrou o 1T26 em R\$ 13.187 (US\$ 2.527) milhões, -3% T/T. Esse resultado reflete, principalmente, amortizações da dívida, pagamento de juros no trimestre, captação de novos empréstimos, como também os acréscimos de juros durante o período.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 1T26 com dívida líquida de R\$ 7.549 (US\$ 1.446) milhões, -0,7% T/T. Para efeitos de comparação, a dívida líquida da Companhia reduziu 17% (em dólar) no 1T26 quando comparada posição do 1T25 versus.

Adicionalmente à dívida financeira indicada acima, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela abaixo.

Ao final do 1T26, os compromissos diferidos e contingentes²⁴ de aquisições em aberto totalizaram R\$ 1.004 (US\$ 192) milhões, -32% T/T em dólar. Durante o trimestre, ocorreu o pagamento da terceira parcela diferida (restando uma parcela a ser paga no 1T27) da aquisição do Polo Potiguar, no valor de R\$ 418 (US\$ 80) milhões, bem como a baixa contábil da obrigação de Papa-Terra, em função do encontro de contas entre as partes: a Companhia detinha um contas a receber referente a reembolso de descomissionamento, enquanto havia uma obrigação a pagar referente a uma parcela de *earn-out*. Após compensações, apurou-se o valor líquido das obrigações.

Ativos	1T26	2T26	3T26	4T26	2027	2028	2029	2030	Total
<i>Em milhões de reais</i>									
Peroá WI 100%	-	-	-	-	-	133	-	-	133
Papa Terra WI 62,5%	96 ¹	-	-	37	46	20	133	70	306
Potiguar WI 100%	418	-	-	-	400	-	-	-	400
Parque das Conchas WI 23%	-	-	-	165	-	-	-	-	165
Total de Pagamentos (BRL)	514	-	-	202	446	153	133	70	BRL 1.004
Total de Pagamentos (USD)	98	-	-	39	85	29	25	13	USD 192

(1) Apenas efeito contábil

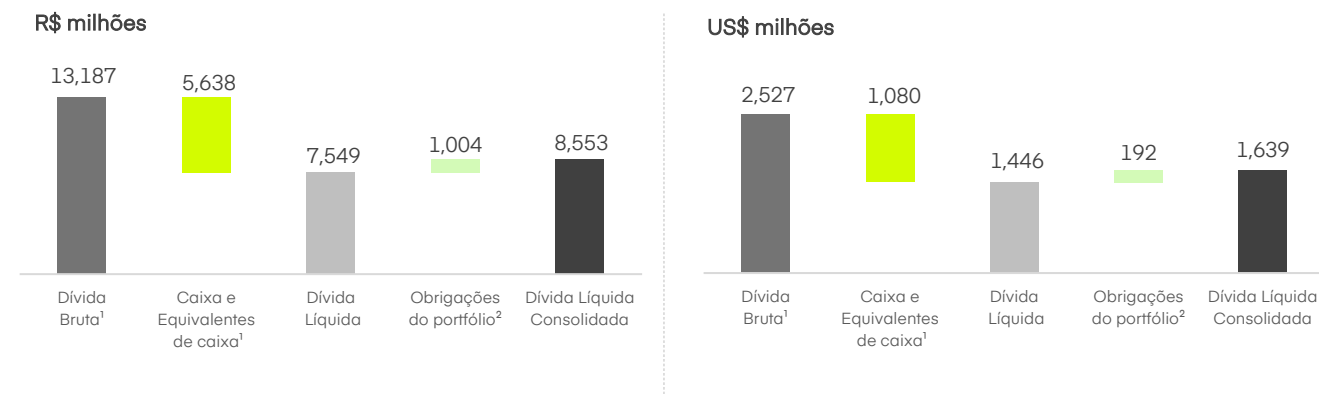
Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 8.553 (US\$ 1.639) milhões, -6% T/T. Para efeitos de comparação, a dívida líquida consolidada da Companhia no 1T26 reduziu 21% (em dólar) quando comparada com o 1T25 (A/A).

²² Corresponde aos recursos (US\$ 500 milhões) contratados e aplicados como garantia das debêntures emitidas pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar.

²³ Investimento de garantia da emissão de US\$ 500 milhões pela 3R Lux realizado para financiamento do Polo Potiguar. Os recursos contratados estão compensados pela aplicação financeira TRS atrelado à dívida.

²⁴ Os compromissos contingentes estão vinculados ao valor médio do *Brent*, à performance operacional e/ou à declaração de comercialidade do ativo.

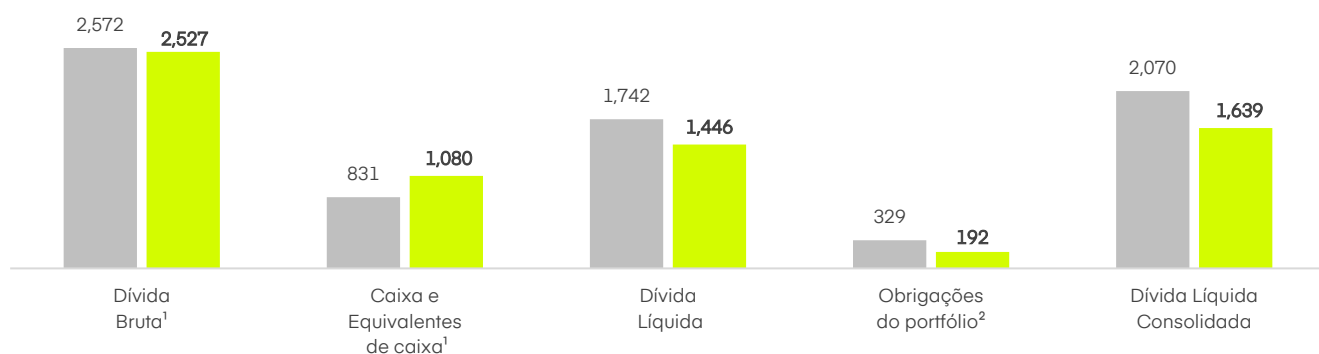
Endividamento 1T26



Evolução Histórica do Caixa e Endividamento

(US\$ milhões)

■ 1T25 ■ 1T26



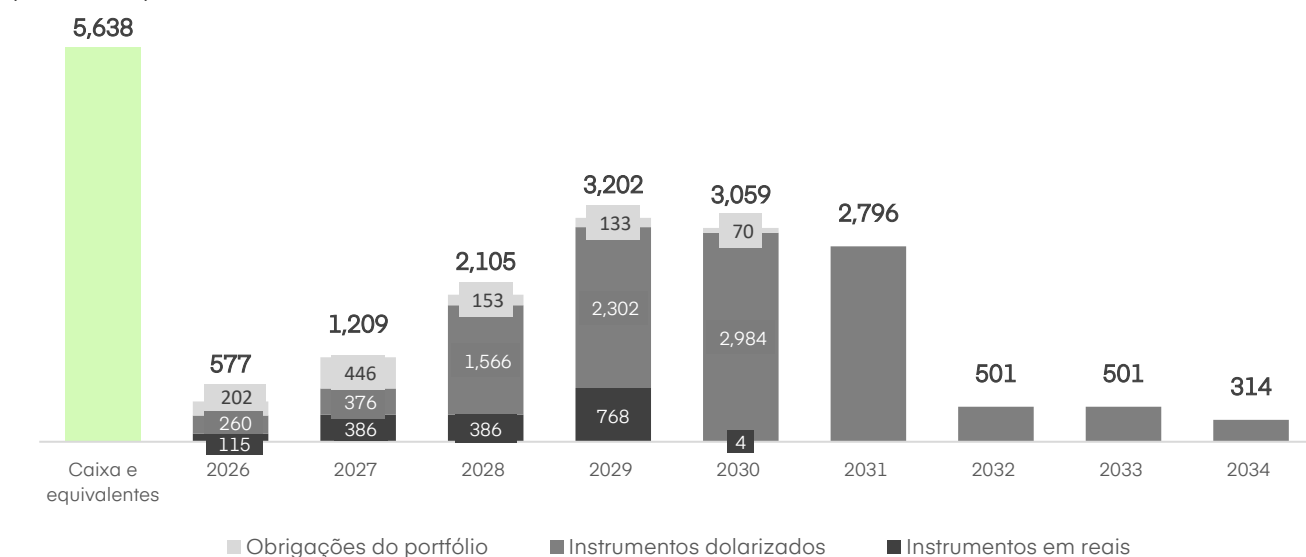
¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 2.661 ou US\$ 510 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida (R\$ 2.650 ou US\$ 508 milhões).

² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 31 de março de 2026.

O gráfico abaixo apresenta o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do 1T26.

Perfil de Amortização 1T26²⁵

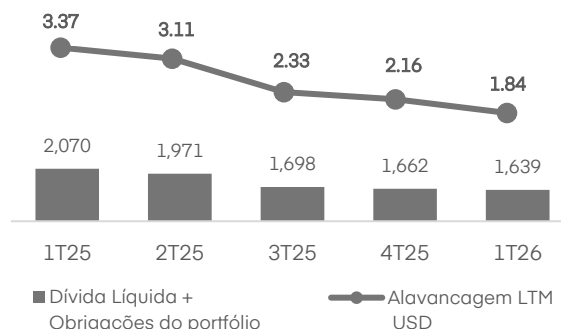
(R\$ milhões)



²⁵ Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados, excluindo a debênture cambial do Santander que é garantida pela aplicação financeira (TRS) da dívida.

A Companhia encerrou o 1T26 com o quarto trimestre consecutivo de redução em seu índice de alavancagem, que atingiu 1,84x em dólar (ou 1,77x em real). A melhora do indicador reflete a combinação do desempenho operacional consistente, com destaque para o segmento *offshore*, e avanços na otimização da estrutura de capital, decorrentes da execução em andamento da estratégia de *liability management*. A redução na alavancagem é uma combinação de redução de dívida bruta e forte expansão do ebitda.

Desalavancagem Financeira (US\$)



Por fim, importante mencionar que, em janeiro de 2026, as principais agências de *rating*²⁶ revisaram suas avaliações para a Companhia:

- Fitch: afirmou os IDRs (*Issuer Default Ratings* – Ratings de Inadimplência do Emissor) de Longo Prazo em Moedas Local e Estrangeira ‘BB-’ e o Rating Nacional de Longo Prazo ‘AA-(bra)’, com perspectiva Positiva.
- S&P Global: reafirmou o *rating* em escala global B+ e o *rating* nacional brAA-, com a perspectiva Estável.

²⁶ Acesso aos relatórios de Rating da Brava Energia: [clique aqui](#)

Anexo I – Balanço Patrimonial

(em milhares de reais)	1T26	1T25	A/A	4T25	T/T
Ativos					
Caixa e equivalentes de caixa	1.148.046	2.694.545	-57%	889.391	29%
Aplicações financeiras	4.072.134	1.676.964	2,4x	4.714.621	-14%
Caixa Restrito	39.305	32.241	22%	39.506	-1%
Contas a receber de terceiros	856.488	265.319	3x	371.363	1x
Estoque	813.549	1.064.288	-24%	749.906	8%
Adiantamentos	123.976	225.918	-45%	106.444	16%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	280.731	285.161	-2%	368.309	-24%
Outros impostos a recuperar	310.727	425.744	-27%	275.689	13%
Derivativos	40.766	64.033	-36%	320.214	-87%
Despesas antecipadas	99.557	156.334	-36%	94.120	6%
Créditos a receber - Yinson	-	68.909	-	-	-
Outros ativos	327.018	96.762	3,4x	170.840	91%
Ativos classificados como mantidos para venda	117.010	173.676	-33%	116.986	-
Total do ativo circulante	8.229.307	7.229.894	14%	8.217.389	-
Aplicações financeiras	2.649.725	2.871.100	-8%	2.860.804	-7%
Caixa restrito	378.136	412.254	-8%	334.129	13%
Estoques	164.897	91.607	1,8x	188.389	-
Créditos com parceiros	336.858	549.386	-39%	373.275	-10%
Depósitos judiciais	9.553	8.319	15%	9.008	6%
Outros impostos a recuperar	38.910	132.931	-71%	39.099	-
Despesas antecipadas	13.659	6.237	2,2x	15.025	-9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.775.155	674.724	2,6x	1.546.660	15%
Créditos a receber - Yinson	-	2.298.778	-	-	-
Derivativos	4.691	-	-	5.100	-8%
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	-	1.600	-
Imobilizado	17.009.897	15.990.914	6%	16.783.525	1%
Intangível	7.907.855	8.551.281	-8%	8.056.284	-2%
Direito de uso	4.078.389	4.344.436	-6%	4.266.642	-4%
Outros ativos	11.510	17.597	-35%	11.346	1%
Total do ativo não circulante	34.380.835	35.951.164	-4%	34.490.886	-
Total do ativo	42.610.142	43.181.058	-1%	42.708.275	-
Passivo					
Fornecedores	1.551.605	2.398.290	-35%	1.450.081	7%
Empréstimos e financiamentos	269.508	332.745	-19%	473.764	-43%
Arrendamentos	172.215	258.125	-33%	178.087	-3%
Obrigações trabalhistas	85.360	98.881	-14%	182.338	-53%
Valores a pagar por aquisições	602.010	1.054.677	-43%	727.276	-17%
Pagamento baseado em ações	11.348	5.625	2x	6.091	86%
Antecipação de recebíveis futuros	664.584	189.493	4x	923.736	-28%
Dividendos a pagar	57.433	14	-	57.433	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	217.660	69.270	3x	212.158	3%
Outros impostos a recolher	143.442	87.707	64%	118.691	21%
Provisão para pagamento de Royalties	61.344	69.423	-12%	51.223	20%
Debêntures	818.466	249.445	3x	565.871	45%
Debêntures - Partes relacionadas	-	10.918	-	-	-
Provisão para abandono PC	484.962	-	-	484.962	-
Derivativos	1.834.962	49.151	37,3x	2.262	811x
Outras obrigações	333.845	255.123	31%	320.001	4%
Passivos classificados como mantidos para venda	24.125	32.625	-26%	24.102	-
Total do passivo circulante	7.332.869	5.161.512	42%	5.778.076	27%
Fornecedores	548.667	647.453	-15%	528.154	4%
Empréstimos e financiamentos	3.538.492	3.477.819	2%	3.096.106	14%
Derivativos	21.002	-	-	45.093	-53%
Arrendamentos	3.812.334	3.861.370	-1%	4.062.392	-6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	712.419	640.860	11%	892.630	-20%
Provisão para contingências	34.952	4.045	9x	35.597	-2%
Valores a pagar por aquisições	401.543	833.380	-52%	817.900	-51%
Provisão para abandono	3.446.485	3.652.764	-6%	3.236.371	6%
Debêntures	11.221.115	13.631.702	-18%	12.312.316	-9%
Outros impostos a recolher PNC	6.108	6.108	-	6.108	-
Outras obrigações	124.112	112.879	10%	123.344	1%
Total do passivo não circulante	23.867.229	26.868.380	-11%	25.156.011	-5%
Capital social	11.977.517	11.971.588	-	11.977.517	-
Reserva de capital	(997.774)	(1.192.886)	-16%	(1.000.254)	-
Reserva de lucros	741.298	-	-	741.298	-
Ajuste de avaliação patrimonial	38.689	155.798	-75%	55.627	-30%
Prejuízo acumulado	(349.686)	216.666	-1,6x	-	-
Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa	11.410.044	11.151.166	2%	11.774.188	-3%
Participação de acionistas não controladores	-	-	-	-	-
Patrimônio líquido	11.410.044	11.151.166	2%	11.774.188	-3%
Total do passivo e patrimônio líquido	42.610.142	43.181.058	-1%	42.708.275	-

Anexo II – Demonstração de Resultados Detalhada

Demonstração de Resultado	Potiguar	Recôncavo	Onshore	Papa Terra	Atlanta	Parque das Conchas	Peroá	Manati	Pescada	Offshore	Down.	Corp.	Elim.	1T26	1T25	Δ T/T	4T25	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>																		
Receita Líquida	632	209	842	339	1.159	156	51	63	3	1.772	1.184	-	(662)	3.135	2.874	9%	2.548	23%
Custo do Produto Vendido	(356)	(172)	(528)	(187)	(543)	(102)	(57)	(48)	26	(911)	(1.116)	-	553	(2.002)	(1.944)	3%	(2.339)	-14%
Royalties	(47)	(15)	(61)	(29)	(51)	(15)	(3)	(4)	(1)	(103)	-	-	-	(165)	(185)	-11%	(143)	15%
Lucro Bruto	276	37	313	152	616	54	(6)	15	29	860	68	-	(109)	1.133	930	22%	209	5,4x
Despesas G&A	(27)	(12)	(39)	2	(36)	(4)	(4)	(3)	(1)	(46)	(14)	40,0	-	(59)	(164)	-64%	(161)	-63%
Gastos Exploratórios	(3)	(0,3)	(3)	(0,1)	0,2	-	(0)	-	-	0	-	0	-	(3)	(23)	-87%	(7)	-60%
Outras receitas e despesas	7	1	8	(11)	(3)	(7)	(2)	1	1	(22)	(102)	(4)	1	(119)	(77)	1,5x	(261)	-54%
Lucro Operacional	254	26	280	143	578	42	(12)	13	29	793	(49)	36	(108)	952	666	43%	(220)	-
Resultado Financeiro Líquido	(360)	(62)	(422)	(331)	(18)	(7)	(4)	0,2	(1)	(361)	0,4	(795)	-	(1.578)	589	-	(651)	2,4x
Resultado antes de impostos	(106)	(37)	(142)	(188)	560	35	(16)	13	28	432	(48)	(759)	(108)	(626)	1.255	-	(872)	-28%
IR e CSLL ¹	83	13	96	76	92	15	-	5	(7)	180	(0)	-	0,4	276	(426)	-	284	-3%
Lucro Líquido	(23)	(24)	(47)	(113)	651	49	(16)	18	22	612	(48)	(759)	(108)	(350)	829	-	(588)	-40%
IR e CSLL	83	13	96	76	92	15	-	5	(7)	180	(0)	-	0,4	276	(426)	-	284	-3%
Resultado Financeiro Líquido	(360)	(62)	(422)	(331)	(18)	(7)	(4)	0,2	(1)	(361)	0,4	(795)	-	(1.578)	589	-	(651)	2,4x
Depreciação e Amortização (CPV)	(87)	(59)	(146)	(48)	(419)	(49)	(19)	(27)	(1)	(563)	(20)	-	(1,1)	(730)	(447)	1,6x	(711)	3%
Depreciação e Amortização (G&A)	(10)	(4)	(14)	(1)	0	0	(0)	0	(0)	(0,7)	(0,1)	(4)	(0,0)	(18)	(15)	26%	(18)	2%
EBITDA	351	88	439	191	997	92	7	40	30	1.357	(29)	40	(107)	1.700	1.128	51%	509	3,3x
Ajustes não recorrentes	(9)	-	(9)	-	(146)	-	1	(11)	(1)	(157)	94	-	-	(72)	(58)	24%	299	-
EBITDA Ajustado	342	88	430	191	851	92	8	29	29	1.200	65	40	(107)	1.628	1.070	52%	808	2,0x
Margem EBITDA Ajustado	54,1%	42,1%	51,1%	56,4%	73,4%	-	15,4%	45,7%	-	67,7%	5,5%	-	-	51,9%	37,2%	15 p.p.	31,7%	20 p.p.

Anexo III – Fluxo de Caixa Indireto

em milhares de reais	1T26	1T25	A/A	4T25	T/T
Resultado do período	(349.686)	829.174	-	(587.702)	-
Ajustes por:					
Resultado de aplicações financeiras	(140.628)	(114.811)	22%	(139.643)	1%
Juros de dívida	627.164	429.177	46%	577.252	9%
Ajuste a valor presente	14.974	131.108	-89%	1.806	-
Derivativos não realizados	1.224.322	(315.124)	-	(114.659)	-
Variação cambial não realizada	(557.196)	(586.140)	-5%	294.219	-
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	(645)	486	-	12.163	-
Resultado de alienação de participação em ativos	-	-	-	(297.542)	-
Constituição / reversão de provisão estimada com crédito de liquidação duvidosa	5.230	-	-	210.129	-
Baixas, perdas, obsolescência de estoques	-	-	-	169.175	-
Baixa de Imobilizado e intangível	112	-	-	21.875	-
Baixa de passivo de arrendamento	-	(34.644)	-	787	-
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	-	(187.162)	-	7.213	-
Depreciação do imobilizado	402.076	185.932	2x	374.383	7%
Amortização do intangível	157.718	154.214	2%	196.154	-20%
Receita de juros de empréstimos - Yinson	-	(35.528)	-	-	-
Depreciação de direito de uso	188.253	121.908	54%	159.135	18%
Apropriação de seguro resultado financeiro	5.573	5.443	2%	4.998	12%
Despesas antecipadas apropriadas no período	54.463	69.187	-21%	61.832	-12%
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	28.183	24.601	15%	23.695	19%
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(276.140)	425.623	-	(283.930)	-3%
Transação com pagamento baseado em ação	7.737	5.829	33%	(2.946)	-
Atualização earn-out antigo controlador	865	2.943	-71%	(5.137)	-
Atualização da provisão para abandono	57.797	59.601	-3%	73.632	-22%
Remensuração da provisão de abandono (Impairment)	(8.764)	1.442	-	(11.288)	-22%
	1.441.408	1.173.259	23%	745.601	93%
Variação em ativos e passivos					
Contas a receber de terceiros	(744.277)	72.090	-	70.879	-
Imposto de renda, contribuição social e outros	47.499	82.970	-43%	5.980	-
Imposto de renda e outros impostos a recolher	(64.815)	(102.615)	-37%	97.883	-
Estoques	(103.069)	(161.328)	-36%	158.254	-
Outros ativos	6.924	30.435	-77%	(4.232)	-
Crédito com parceiros	36.417	(22.438)	-	52.384	-30%
Fornecedores	391.894	(213.586)	-	(19.128)	-
Depósitos judiciais	(545)	(19)	-	(222)	-
Despesas antecipadas	(64.107)	(72.533)	-12%	(50.304)	27%
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	(96.978)	(89.244)	9%	17.246	-
Royalties	10.121	34.262	-70%	(26.489)	-
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(34.280)	(37.254)	-8%	(20.991)	63%
Derivativos de óleo	50.594	3.528	-	14.988	-
Adiantamentos	(17.532)	(32.496)	-46%	1.419	-
Outras obrigações	14.074	175.139	-92%	452.383	-97%
Impostos pagos sobre o lucro	(37.733)	(31.597)	19%	(74.815)	-50%
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	835.595	808.573	3%	1.420.836	-41%
Aplicações financeiras	921.080	920.609	-	(498.098)	-
Alienação de participação em Ativos	-	-	-	335.252	-
Financiamentos concedidos - Yinson	-	(26.314)	-	-	-
Aquisição de imobilizado	(516.227)	(860.917)	-40%	(555.527)	-7%
Valores a pagar por aquisições	(679.415)	(424.281)	60%	(176.655)	-
Aquisição de intangível	(6.814)	(8.630)	-21%	(45.508)	-85%
Caixa restrito	(43.806)	316	-	(31.748)	38%
Alienação da UPGN e 11 campos	-	-	-	(299.634)	-
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(325.182)	(399.217)	-19%	(1.271.918)	-74%
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(569.158)	(537.966)	6%	(351.635)	62%
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-	(788)	-	-	-
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	69.647	(90.636)	-	74.507	-7%
Recebimento alienação crédito Yinson	-	-	-	-	-
Pagamento de passivo de arrendamento	(178.920)	(117.691)	52%	(176.153)	2%
Aumento de capital social	-	27	-	-	-
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	(352.767)	(505.010)	-30%	-	-
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-	(10.357)	-	-	-
Empréstimos captados	815.413	379.004	-	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(215.785)	(883.417)	-76%	(453.281)	-52%
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	294.628	(474.061)	-	(304.363)	-
Caixa e equivalente de caixa no início do período	889.391	3.171.958	-72%	1.191.319	-25%
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(35.973)	(3.352)	-	2.435	-
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	1.148.046	2.694.545	-57%	889.391	29%
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	294.628	(474.061)	-	(304.363)	-

Conteúdo

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais – ITR	1
Balanço patrimonial	3
Demonstração do resultado	5
Demonstração do resultado abrangente	6
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	7
Demonstração dos fluxos de caixa	8
Demonstração do valor adicionado	9
Notas explicativas às informações trimestrais – ITR	10



**Shape the future
with confidence**

Centro Empresarial PB 370
Praia de Botafogo, 370
8º ao 10º andar - Botafogo
22250-040 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil
Tel: +55 21 3263-7000
ey.com.br

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Brava Energia S.A.
Rio de Janeiro - RJ

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, da Brava Energia S.A. (Companhia), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 31 de março de 2026, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2026 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A diretoria é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) Demonstração Intermediária e com a norma contábil internacional (*IFRS Accounting Standards*) IAS 34 *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias individuais e consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.



**Shape the future
with confidence**

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2026, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da administração.

Nossa conclusão sobre as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas não abrange o Relatório da administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a revisão das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas ou com nosso conhecimento obtido na revisão ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Rio de Janeiro, 06 de maio de 2026.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S Ltda.
CRC SP-015199/F

Ricardo Gomes Leite
Contador CRC RJ-107146/O

Balanço patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Ativo					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	3	381.594	279.024	1.148.046	889.391
Aplicação financeira	3.1	2.340.894	2.672.306	4.072.134	4.714.621
Caixa restrito	3.2	992	828	39.305	39.506
Contas a receber de terceiros	4	56.194	55.515	856.488	371.363
Contas a receber - partes relacionadas	22	827.680	601.950	-	-
Estoque	5	32.353	126.825	813.549	749.906
Adiantamentos	7	3.833	1.266	123.976	106.444
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	8.1	181.934	160.346	280.731	368.309
Outros impostos a recuperar	8.2	146.282	145.085	310.727	275.689
Derivativos	35	10.005	179.904	40.766	320.214
Despesas antecipadas		5.284	6.487	99.557	94.120
Debêntures - partes relacionadas	22	100.657	31.065	-	-
Outros ativos		305.800	28.897	327.018	170.840
		4.393.502	4.289.498	8.112.297	8.100.403
Ativos classificados como mantidos para venda	9	-	-	117.010	116.986
Total do ativo circulante		4.393.502	4.289.498	8.229.307	8.217.389
Não circulante					
Aplicações financeiras	3.1	-	-	2.649.725	2.860.804
Caixa restrito	3.2	374.545	330.643	378.136	334.129
Estoque	5	-	-	164.897	188.389
Créditos com parceiros	6	-	-	336.858	373.275
Debêntures - partes relacionadas	22	331.000	421.000	-	-
Depósitos judiciais	-	5.696	5.696	9.553	9.008
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10	606.731	618.896	1.775.155	1.546.660
Outros impostos a recuperar	8.2	38.719	38.720	38.910	39.099
Despesas antecipadas	-	3.071	3.941	13.659	15.025
Derivativos	35	4.691	-	4.691	5.100
Outros ativos	-	6.680	6.514	11.510	11.346
		1.371.133	1.425.410	5.383.094	5.382.835
Adiantamento para cessão de blocos		-	-	1.600	1.600
Investimentos	11	15.261.436	15.005.334	-	-
Imobilizado	12	5.477.606	5.564.243	17.009.897	16.783.525
Intangível	13	1.808.029	1.854.152	7.907.855	8.056.284
Direito de uso	14	4.072.743	4.259.040	4.078.389	4.266.642
Total do ativo não circulante		27.990.947	28.108.179	34.380.835	34.490.886
Total do ativo		32.384.449	32.397.677	42.610.142	42.708.275

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balanço patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Passivo					
Circulante					
Fornecedores	15	402.066	508.098	1.551.605	1.450.081
Contas a pagar - partes relacionadas	22	19.535	66.633	-	-
Empréstimos e financiamentos	16	188.172	184.842	269.508	473.764
Debêntures	17	818.466	565.871	818.466	565.871
Arrendamentos	14	166.717	170.881	172.215	178.087
Obrigações trabalhistas		43.990	101.168	85.360	182.338
Pagamento baseado em ações		8.690	4.674	11.348	6.091
Dividendos a pagar		57.433	57.433	57.433	57.433
Adiantamento de clientes	18	301	-	664.584	923.736
Valores a pagar por aquisições	19	-	-	602.010	727.276
Provisão para abandono	20	7.021	7.021	484.962	484.962
Imposto de renda e contribuição social a recolher	21.1	96.979	69.353	217.660	212.158
Outros impostos a recolher	21.2	39.906	8.297	143.442	118.691
Provisão para pagamento de Royalties		15.094	15.123	61.344	51.223
Derivativos	35	1.219.461	-	1.834.962	2.262
Outras obrigações	24	215.560	183.298	333.845	320.001
		3.299.391	1.942.692	7.308.744	5.753.974
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	9	-	-	24.125	24.102
Total do passivo circulante		3.299.391	1.942.692	7.332.869	5.778.076
Fornecedores	15	489.190	528.154	548.667	528.154
Empréstimos e financiamentos	16	951.370	374.412	3.538.492	3.096.106
Debêntures	17	11.221.115	12.312.316	11.221.115	12.312.316
Arrendamentos	14	3.810.923	4.060.395	3.812.334	4.062.392
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10	655.341	835.415	712.419	892.630
Provisão para contingências	23	21.785	21.707	34.952	35.597
Valores a pagar por aquisições	19	-	-	401.543	817.900
Provisão para abandono	20	377.128	376.913	3.446.485	3.236.371
Outros impostos a recolher	21.2	6.108	6.108	6.108	6.108
Derivativos	35	21.002	45.093	21.002	45.093
Outras obrigações	24	121.052	120.284	124.112	123.344
Total do passivo não circulante		17.675.014	18.680.797	23.867.229	25.156.011
Patrimônio líquido	25				
Capital social		11.977.517	11.977.517	11.977.517	11.977.517
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		(997.774)	(1.000.254)	(997.774)	(1.000.254)
Reserva de lucros		741.298	741.298	741.298	741.298
Ajuste de avaliação patrimonial		38.689	55.627	38.689	55.627
Prejuízo acumulado		(349.686)	-	(349.686)	-
Total do patrimônio líquido		11.410.044	11.774.188	11.410.044	11.774.188
Total do passivo e patrimônio líquido		32.384.449	32.397.677	42.610.142	42.708.275

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração do resultado

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Receita líquida	27	1.039.071	-	3.135.056	2.874.319
Custo dos produtos vendidos	28	(590.893)	-	(2.002.173)	(1.943.860)
Lucro bruto		448.178	-	1.132.883	930.459
Despesas gerais e administrativas	29	13.743	(13.785)	(58.699)	(163.891)
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	30	189	-	(2.925)	(23.235)
Outras receitas / (despesas) operacionais, líquidas	31	(5.297)	(2.944)	(119.483)	(77.371)
		8.635	(16.729)	(181.107)	(264.497)
Resultado de equivalência patrimonial	11	(148.960)	849.460	-	-
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e da contribuição social		307.853	832.731	951.776	665.962
Receitas financeiras	33	990.140	340.137	1.201.226	1.571.805
Despesas financeiras	33	(1.787.962)	(343.694)	(2.778.828)	(982.970)
		(797.822)	(3.557)	(1.577.602)	588.835
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social		(489.969)	829.174	(625.826)	1.254.797
Imposto de renda e contribuição social correntes	10	(27.626)	-	(132.801)	(57.006)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10	167.909	-	408.941	(368.617)
Lucro líquido (prejuízo) do período		(349.686)	829.174	(349.686)	829.174
Resultado básico por ação (em R\$ por ação)	0	(0,75)	1,79	(0,75)	1,79
Resultado diluído por ação (em R\$ por ação)	0	(0,75)	1,78	(0,75)	1,78

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração do Resultado Abrangente

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Lucro (prejuízo) do período	(349.686)	829.174	(349.686)	829.174
Itens que podem ser subsequentemente reclassificados para o resultado:				
Ajuste de conversão	(16.938)	(201.910)	(16.938)	(201.910)
Total de resultados abrangente do período	(366.624)	627.264	(366.624)	627.264

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração das mutações do patrimônio líquido

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria	Reserva de lucros				Ajuste de avaliação patrimonial	Total do patrimônio líquido
			Reserva legal	Reserva de investimentos e expansão	Reserva de incentivo fiscal	Lucros / (Prejuízos) acumulados		
Saldo em 01 de janeiro de 2025	11.971.561	(1.193.090)	19.487	-	-	(631.995)	357.708	10.523.671
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	829.174	-	829.174
Absorção de prejuízos à reserva de lucros	-	-	(19.487)	-	-	19.487	-	-
Transações com pagamentos baseados em ações	27	204	-	-	-	-	-	231
Ajuste acumulado de conversão	-	-	-	-	-	-	(201.910)	(201.910)
Saldo em 31 de março de 2025	11.971.588	(1.192.886)	-	-	-	216.666	155.798	11.151.166
Saldo em 01 de janeiro de 2026	11.977.517	(1.000.254)	39.936	172.256	529.106	-	55.627	11.774.188
Prejuízo líquido do período	-	-	-	-	-	(349.686)	-	(349.686)
Transações com pagamentos baseados em ações	-	2.480	-	-	-	-	-	2.480
Ajuste acumulado de conversão	-	-	-	-	-	-	(16.938)	(16.938)
Saldo em 31 de março de 2026	11.977.517	(997.774)	39.936	172.256	529.106	(349.686)	38.689	11.410.044

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração dos fluxos de caixa

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro (Prejuízo) do período	(349.686)	829.174	(349.686)	829.174
Ajustes por:				
Equivalência patrimonial	148.960	(849.460)	-	-
Resultado de aplicações financeiras	-	-	(140.628)	(114.811)
Juros de dívida	535.049	266.429	627.164	429.177
Ajuste a valor presente	(96)	4.179	14.974	131.108
Derivativos não realizados	675.091	(76.461)	1.224.322	(315.124)
Variação cambial não realizada	(347.864)	(8.457)	(557.196)	(586.140)
Provisões (reversões) para contingências	78	108	(645)	486
Constituição / reversão de provisão estimada com crédito de liquidação duvidosa	-	-	5.230	-
Baixa de Imobilizado, intangível e direito de uso	23	-	112	-
Baixa de passivo de arrendamento	-	-	-	(34.644)
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	-	20.734	-	(187.162)
Atualização earn-out antigo controlador	865	2.943	865	2.943
Atualização da provisão para abandono	6.734	-	57.797	59.601
Remensuração da provisão de abandono	1.092	-	(8.764)	1.442
Receita com debêntures - Partes relacionadas	(18.945)	(242.960)	-	-
Receita de juros de empréstimos - Yinson	-	-	-	(35.528)
Depreciação do imobilizado	215.761	708	402.076	185.932
Amortização do intangível	47.611	2.319	157.718	154.214
Depreciação do direito de uso	186.297	2.558	188.253	121.908
Apropriação de seguro resultado financeiro	498	-	5.573	5.443
Despesas antecipadas apropriadas no período	2.063	4.296	54.463	69.187
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	21.991	22.674	28.183	24.601
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(167.909)	-	(408.941)	368.617
Imposto de renda e contribuição social corrente	27.626	-	132.801	57.006
Transações com pagamentos baseados em ações	6.496	3.568	7.737	5.829
	991.735	(17.648)	1.441.408	1.173.259
Variação nos ativos e passivos				
Contas a receber de terceiros	(378)	-	(744.277)	72.090
Imposto de renda, contribuição social a recuperar	(21.588)	6.116	87.578	32.013
Outros impostos a recuperar	(1.196)	(71)	(40.079)	50.957
Estoque	24.710	-	(103.069)	(161.328)
Outros ativos	(15.564)	5	6.924	30.435
Imposto de renda, contribuição social a recolher	-	(4.137)	(89.566)	(76.583)
Outros impostos a recolher	31.609	(1.663)	24.751	(26.032)
Créditos com parceiros	-	-	36.417	(22.438)
Adiantamentos	(2.567)	(52)	(17.532)	(32.496)
Fornecedores	(104.091)	11.612	391.894	(213.586)
Depósitos judiciais	-	(5)	(545)	(19)
Despesas antecipadas	(488)	(4.890)	(64.107)	(72.533)
Obrigações trabalhistas	(57.178)	(28.843)	(96.978)	(89.244)
Royalties	(29)	-	10.121	34.262
Reembolsos (gastos) com abandono no período	-	-	(34.280)	(37.254)
Derivativos	11.229	1.490	50.594	3.528
Contas a receber e a pagar com partes relacionadas	(272.828)	99.101	-	-
Outras obrigações	32.263	(2)	14.074	175.139
Caixa (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais	615.639	61.013	873.328	840.170
Impostos pagos sobre o lucro	-	-	(37.733)	(31.597)
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais	615.639	61.013	835.595	808.573
Fluxo de caixa das atividades de investimento				
Aplicações financeiras	331.412	-	921.080	920.609
Financiamentos concedidos - Yinson	-	-	-	(26.314)
Aumento de capital social em controlada	(422.000)	(375.160)	-	-
Aquisição de imobilizado	(56.904)	(9.366)	(516.227)	(860.917)
Aquisição de intangível	-	(5.490)	(6.814)	(8.630)
Caixa restrito	(44.066)	-	(43.806)	316
Juros recebidos - Debêntures partes relacionadas	39.353	-	-	-
Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	-	159.714	-	-
Valores a pagar por aquisições	(261.505)	-	(679.415)	(424.281)
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades de investimento	(413.710)	(230.302)	(325.182)	(399.217)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento				
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(429.418)	(134.282)	(569.158)	(537.966)
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-	-	-	(788)
Derivativos (câmbio e dívidas)	(69.646)	-	69.647	(90.636)
Pagamento de passivos de arrendamento	(176.362)	(2.845)	(178.920)	(117.691)
Amortização principal - empréstimos e debêntures	(219.433)	-	(352.767)	(505.010)
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-	-	-	(10.357)
Aumento de capital social	-	27	-	27
Empréstimos captados	815.413	-	815.413	379.004
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades de financiamento	(79.446)	(137.100)	(215.785)	(883.417)
Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa	122.483	(306.389)	294.628	(474.061)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	279.024	567.337	889.391	3.171.958
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(19.913)	(12)	(35.973)	(3.352)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	381.594	260.936	1.148.046	2.694.545
Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa	122.483	(306.389)	294.628	(474.061)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração do valor adicionado

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Receita líquida	1.039.071	-	3.135.056	2.874.319
Vendas de óleo e gás	1.039.071	-	1.975.228	1.374.976
Vendas de derivados do petróleo	-	-	1.155.551	1.469.015
Outras receitas	-	-	4.277	30.328
Insumos adquiridos de terceiros	(605.000)	(8.535)	(1.754.821)	(1.689.010)
Custos dos produtos, mercadorias e serviços vendidos	(590.893)	-	(1.359.728)	(1.137.244)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(14.107)	(8.535)	(395.093)	(551.766)
Valor adicionado bruto	434.071	(8.535)	1.380.235	1.185.309
Depreciação e amortização	(449.669)	(5.585)	(748.047)	(462.054)
Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	(15.598)	(14.120)	632.188	723.255
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado da equivalência patrimonial	(148.960)	849.460	-	-
Receitas financeiras	990.140	340.137	1.201.226	1.571.805
Valor adicionado total a distribuir	825.582	1.175.477	1.833.414	2.295.060
Distribuição do valor adicionado	825.582	1.175.477	1.833.414	2.295.060
Com pessoal	(37.110)	(236)	58.203	84.895
Remuneração direta	11.690	(6.780)	39.394	54.949
Benefícios	(51.648)	4.577	15.130	19.667
FGTS	2.821	1.967	3.651	8.899
Outros	27	-	28	1.380
Impostos, taxas e contribuições	(130.170)	6.304	(266.601)	451.208
Federais	(130.699)	6.304	(267.928)	448.673
Estaduais	513	-	552	612
Municipais	16	-	775	1.923
Remuneração de capitais de terceiros	1.342.548	340.235	2.391.498	929.783
Juros	493.564	288.987	612.916	619.441
Aluguéis	2.276	(6.637)	21.269	23.436
Outras	846.708	57.885	1.757.313	286.906
Remuneração de capital próprio	(349.686)	829.174	(349.686)	829.174
Lucro líquido (prejuízo) do período	(349.686)	829.174	(349.686)	829.174

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

1 . Contexto operacional

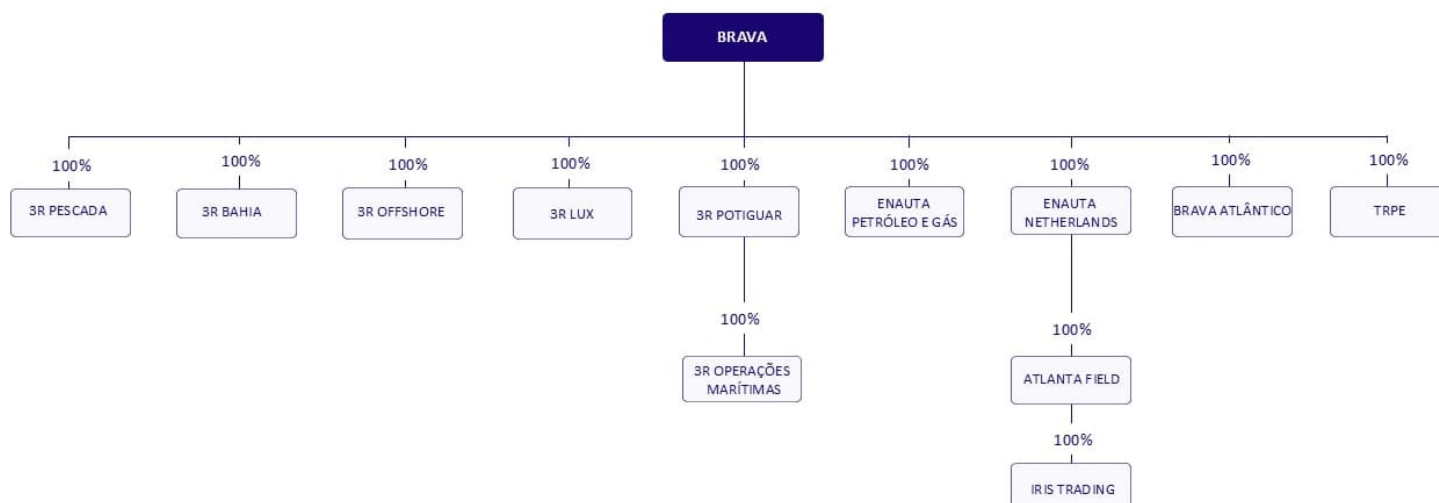
A Brava Energia S.A. (“Companhia” ou “Brava”) é uma sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010. A sede da Companhia fica situada na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro. A Brava atua no setor de óleo e gás com foco em redesenvolvimento de campos maduros em produção localizados em terra (*onshore*), em águas rasas (*shallow-water*), e águas profundas (*offshore*) detendo qualificação de Operador “A” perante a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”).

A Companhia tem por objeto social: (a) explorar, produzir e refinar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, incluindo, sem limitação, as bacias sedimentares brasileiras às quais a ANP tenha concedido licenças, bem como bacias sedimentares no exterior; (b) realizar a importação e exportação de petróleo e quaisquer derivados assim produzidos; e (c) participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia.

Estrutura societária

Em 31 de março 2026, a Brava detém 100% do capital social direto e indireto das seguintes sociedades (“Grupo”): 3R Bahia S.A. (“3R Bahia”), 3R Pescada S.A. (“3R Pescada”), 3R Potiguar S.A. (“3R Potiguar”), 3R Operações Marítimas S.A. (“3R Operações Marítimas”), 3R Petroleum Offshore S.A. (“3R Offshore”), 3R Lux S.à.r.l. (“3R Lux”), Enauta Petróleo e Gás Ltda. (“Enauta Petróleo e Gás”), Enauta Netherlands B.V. (“Enauta Netherlands”), Atlanta Field B.V. (“Atlanta Field”), Iris Trading SA (“Iris Trading”), Brava Atlântico Energia S.A. (“Brava Atlântico”) e Terminal de Regaseificação de GNL de Pernambuco Ltda. (“TRPE”).

Sendo assim, a estrutura societária em 31 de março de 2026 passou a ser conforme apresentada abaixo:



Brava

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia era operadora com 100% de participação no bloco BAR-M-387, localizado na bacia de Barreirinhas, no Maranhão, adquirido na 11ª rodada de licitações da ANP, tendo pago R\$ 778 de bônus de assinatura. Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia já havia cumprido 98% do Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) desse bloco, restando somente 2,40098 UTs de PEM. Em 05 de janeiro de 2026, a Companhia comunicou à ANP acerca da devolução deste bloco e o 1º Período Exploratório foi encerrado em 09 de janeiro de 2026.

A Companhia é operadora perante a ANP com 80% de participação no campo de Atlanta e Oliva (Bloco BS-4), sendo o restante 20% detido pela Westlawn Americas Offshore LLC (“WAO”). Os custos são compartilhados com o parceiro na proporção de 20%. Além desse ativo, a Brava detém participação não operada de 45% no campo de Manati.

A Companhia possui ainda participação em blocos exploratórios nas bacias do Paraná (blocos PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99), Sergipe-Alagoas (blocos SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-501, SEAL-M-503, SEAL-M-430, SEAL-M-573, SEAL-M-505, SEAL-M-575, SEAL-M-637), Pará-Maranhão (blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337) e Foz do Amazonas (bloco FZA-M-90).

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais –
ITR em 31 de março de 2026**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Campo de Atlanta (Bloco BS-4)

Localizado em águas profundas, na Bacia de Santos, o campo de Atlanta teve sua produção iniciada em maio de 2018. O Sistema Definitivo do FPSO Atlanta entrou em operação em 30 de dezembro de 2024.

Campo de Manati (Bloco BCAM-40)

Localizado em águas rasas, na Bacia de Camamu-Almada, no litoral do estado da Bahia, o campo de Manati possui seis poços interligados por linhas submarinas à uma plataforma fixa de produção (PMNT-1). A Brava possui 45% de participação neste campo, sendo a Petrobras Operadora com 35% de participação e Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda, com 10% de participação e a GBS Estocagem de Gás Natural S.A. ("Gas Bridge") com 10% de participação.

Enauta Petróleo e Gás

A Enauta Petróleo e Gás é controlada direta da Brava e possui participação de 23% nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, no Parque das Conchas, na Bacia de Campos (BC-10), que têm atualmente os contratos de concessão com vigência até 2032.

A Enauta Petróleo e Gás é uma sociedade limitada e tem como principal objeto social o investimento em ativos, em áreas territoriais ou marítimas, relacionadas com o segmento de energia no Brasil, a exploração, produção e comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e hidrocarbonetos fluídos, a exportação e importação de bens, máquina, equipamentos e insumos relacionados às suas atividades fins, participação em outras sociedades, simples ou empresárias, como sócia, acionista ou quotista, podendo ainda representar sociedade nacionais ou estrangeiras e o exercício de atividades relacionadas ao seu objeto social.

3R Offshore

A 3R Offshore é controlada direta da Brava e é operadora com 100% de participação no Polo Peroá e 62,5% do Polo Papa Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"), cujo processo de disputa encontra-se em fase final, conforme descrito abaixo.

Adicionalmente, a 3R Offshore é concessionária de 100% do campo de Camarão que se encontra com o contrato suspenso aguardando a finalização da devolução do campo de Camarão Norte. A Companhia reavaliou os seus investimentos neste campo e, em 31 de março de 2026 manteve constituída a provisão de *impairment* da totalidade do ativo.

Polo Peroá

O Polo Peroá compreende os campos de produção de Peroá e Congoá, localizados em águas rasas na Bacia do Espírito Santo e o Bloco BM-ES-21 (Malombe), localizado em águas profundas, na mesma Bacia.

Campo Papa-Terra

O campo de Papa-Terra compreende o campo de produção localizado em águas profundas na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro e sua descoberta ocorreu em 2003 e o início de sua produção em novembro de 2013. O ativo é composto da FPSO (3R-3) e a plataforma do tipo TLWP (3R-2).

Em 15 de fevereiro de 2026, foi emitida ordem procedimental referente ao processo de arbitragem, autorizando a 3R Offshore a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pela NTE no Consórcio do Campo de Papa-Terra, incluindo a transferência perante a ANP e demais órgãos governamentais competentes. A referida autorização está sujeita às seguintes condições, que devem ser observadas até a decisão final do Tribunal Arbitral sobre o mérito da disputa:

1. Proibição de alienação a terceiros: a 3R Offshore fica impedida de vender ou transferir a participação de 37,5% a terceiros; e
2. Reversibilidade: a cessão permanece reversível até a decisão final do Tribunal Arbitral.

3R Potiguar

Em 01 de maio de 2025, a 3R RNCE foi incorporada pela 3R Potiguar e, portanto, a 3R Potiguar passou a ser detentora e operadora dos campos terrestres em fase de produção com 100% de participação em todas as concessões dos Polos Macau e Fazenda Belém e dos campos de Ponta do Mel e Redonda, bem como os blocos exploratórios POT-T-326, POT-T-353, POT-T-437, POT-T-524, POT-T-525 e POT-T-568.

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais –
ITR em 31 de março de 2026**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Polo Potiguar

O Polo Potiguar contempla (i) a concessão de um conjunto de 22 campos de óleo e gás, bem como toda a infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação e (ii) instalações do Ativo Industrial de Guamaré ("AIG"), que compreende as unidades de processamento de gás natural (UPGNs), a refinaria de Clara Camarão e o Terminal Aquaviário de Guamaré (Terminal de Uso Privado), com ampla capacidade de estocagem e sistemas que permitem a exportação, importação e cabotagem de óleo e derivados.

O Polo Potiguar abarca três subpolos de concessões: (i) Canto do Amaro, que é formado por doze concessões de produção onshore; (ii) Alto do Rodrigues, que é formado por sete concessões de produção onshore; e (iii) Ubarana, que é formado por três concessões localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guamaré. A logística do Polo é otimizada pela integração dos campos de produção com uma extensa rede de dutos que transportam os fluidos produzidos até as instalações de processamento e tancagem localizadas no AIG.

O campo de Angico, localizado no subpolo de Alto do Rodrigues, faz parte de um Acordo de Individualização da Produção (AIP) firmado com os campos de Sabiá da Mata e Janduí. O AIP visa regular a exploração de reservatórios compartilhados entre áreas distintas. A operação do AIP, perante a ANP, é de responsabilidade da PetroRecôncavo.

Polo Areia Branca

Os campos terrestres de Ponta do Mel e Redonda são localizados no município de Areia Branca, na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

Polo Macau

O Polo Macau é composto por 6 campos terrestres: Macau, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão, Sanhaçu e Carcará, situados na bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte.

Polo Fazenda Belém

O Polo Fazenda Belém consiste nos campos terrestres: Fazenda Belém e Icapuí, situados na bacia Potiguar, no Estado do Ceará.

Adicionalmente, a 3R Potiguar é detentora de 3 blocos exploratórios no 4º Ciclo de Oferta Permanente (POT-T-403, POT-T-488 e POT-T-531). O prazo de exploração destes blocos é de 5 anos desde a data de aquisição, que ocorreu em julho de 2024.

3R Operações Marítimas

A 3R Operações Marítimas é controlada diretamente e integralmente pela 3R Potiguar e indiretamente pela Brava com a finalidade de prestar serviços portuários para sua controladora e terceiros.

3R Bahia**Polo Recôncavo**

O Polo Recôncavo compreende 12 campos terrestres: Aratu, Ilha de Bimbarra, Massuí, Candeias, Cexis, Socorro, Dom João, Pariri, Socorro Extensão, São Domingos, Cambacica e Guanambi, situados na Bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R Bahia é operadora com 100% de participação nessas concessões, com exceção de Cambacica e Guanambi, nas quais possui participação de 75% (25% da Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda.) e 80% (20% da Sonangol Guanambi Exploracao e Producao de Petroleo Ltda.), respectivamente.

Polo Rio Ventura

O Polo Rio Ventura é composto por 5 campos terrestres: Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, e Tapiranga Norte, situados na bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R Bahia opera com 100% de participação nestes campos.

O campo de Bonsucesso integra um AIP firmado com o campo de Gomo, operado pela PetroRecôncavo. Nesse AIP, a Brava atua como operadora perante a ANP.

3R Pescada (Pescada e Arabaiana)

A 3R Pescada detém 35% de participação nos campos marítimos de Pescada, Arabaiana e Dentão, situados na plataforma continental da bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. Esses campos estão em fase de produção e são operados pela Petrobras, que detém os 65% restantes de participação.

Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação restante da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, entretanto essa aquisição ainda não está concluída, encontrando-se em fase de aprovação de transferência dos contratos de concessão, conforme nota explicativa 36 (b).

3R Lux

A 3R Lux, sediada em Luxemburgo, é controlada diretamente em sua totalidade pela Brava com a finalidade de adquirir participações, administrar negócios e negociar recursos financeiros em mercados internos e externos.

Enauta Netherlands

A Enauta Netherlands, com sede na Holanda, é controlada diretamente pela Brava. A Enauta Netherlands tem como finalidade constituir, gerenciar e supervisionar empresas, realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais.

Atlanta Field

A Atlanta Field, com sede na Holanda, é controlada direta da Enauta Netherlands e controlada indireta da Brava. A Atlanta Field tem como finalidade a aquisição, orçamento, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração de hidrocarbonetos e, ainda, adquirir, participar e administrar e supervisionar negócios e sociedades. À época de sua constituição, foi criada visando a parceria com os não operadores na concessão do Bloco BS-4, no contexto do regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens ("REPETRO").

Iris Trading

A Iris Trading possui sede na Suíça e foi constituída como uma subsidiária direta da Atlanta Field, sendo, portanto, uma controlada indireta da Companhia. O objetivo de sua constituição é o exercício de atividades de importação e exportação, comércio, marketing, fornecimento, distribuição, entre outras atividades no setor do petróleo, gás e energia.

Brava Atlântico

A Brava Atlântico possui como principal objetivo a geração e o comércio de energia elétrica. Em dezembro de 2025, a Brava Atlântico foi adquirida pela Companhia com a finalidade de viabilizar projetos de usinas termelétricas em Suape/PE.

TRPE

A TRPE possui sede na cidade de Cabo de Santo Agostinho, Pernambuco e seu principal objetivo é a distribuição de combustíveis gasosos por redes urbanas. Em dezembro de 2025, a TRPE foi adquirida pela Companhia com a finalidade de viabilizar projeto de desenvolvimento de terminal de GNL em Suape/PE.

Eventos relevantes ocorridos no período de três meses findo em 31 de março de 2026**Assinatura de contrato de aquisição de participação em Tartaruga Verde e Espadarte**

Em 15 de janeiro de 2026, a Companhia celebrou contrato para aquisição da participação de 50% atualmente detida pela PETRONAS Petróleo Brasil Ltda. ("PPBL") no campo de Tartaruga Verde (Concessão BM-C-36) e no Módulo III do campo de Espadarte, localizados na Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro. A transação teve o valor total de US\$ 450 milhões, dos quais US\$ 50 milhões (R\$ 262 milhões) pagos na data de assinatura.

Entretanto, em 9 de abril de 2026, a Petrobras informou ter exercido seu direito de preferência contratual, na qualidade de sócia e operadora, e assinou com PPBL os contratos para aquisição das referidas participações. Com a conclusão da operação, a Petrobras voltou a deter 100% de participação nos ativos, mantendo-se como operadora.

Em decorrência do exercício desse direito de preferência, foram encerradas as negociações anteriormente conduzidas pela Brava para a aquisição da participação detida pela PPBL.

Atualização sobre arbitragem relativa ao consórcio do Campo de Papa-Terra

Em 15 de fevereiro de 2026, foi emitida ordem procedimental referente ao processo de arbitragem existente entre NTE e 3R Offshore, autorizando a 3R Offshore a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pela NTE no Consórcio do Campo de Papa-Terra, incluindo a transferência perante a ANP e demais órgãos governamentais competentes. A referida autorização está sujeita às seguintes condições, que devem ser observadas até a decisão final do Tribunal Arbitral sobre o mérito da disputa:

1. Proibição de alienação a terceiros: a 3R Offshore fica impedida de vender ou transferir a participação de 37,5% a terceiros; e
2. Reversibilidade: a cessão permanece reversível até a decisão final do Tribunal Arbitral.

2 . Base de preparação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

2.1. Declaração de conformidade

As informações trimestrais - ITR individuais e consolidadas da Companhia ("informações trimestrais - ITR") foram preparadas e estão apresentadas conforme a IAS 34 *Interim Financial Reporting* (e o Pronunciamento Técnico - CPC 21 (R1) – Demonstrações Intermediárias).

Essas informações contábeis intermediárias devem ser lidas juntamente com as Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2025, que foram elaboradas e apresentadas de acordo com as normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – ("IASB") e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BRGAAP") que compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, Orientações e Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – ("CPC"), aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e são apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), aplicáveis a elaboração das demonstrações financeiras.

As informações trimestrais – ITR - individuais e consolidadas da Companhia foram autorizadas pela Administração em 06 de maio de 2026.

Todas as informações relevantes próprias das informações trimestrais, e somente aquelas relacionadas a elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

2.2. Base de consolidação – informações financeiras trimestrais - ITR

As informações financeiras das controladas estão incluídas nas informações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que o controle deixa de existir. As políticas contábeis das controladas estão alinhadas com as políticas adotadas pela controladora. Nas demonstrações financeiras individuais da controladora, as informações financeiras das controladas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial. Os saldos e transações intergrupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intergrupo, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Os ganhos não realizados oriundos de transações com a controlada registrados por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Companhia nas controladas. Os resultados não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução do valor recuperável.

Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

2.3. Políticas contábeis adotadas

Estas informações trimestrais foram elaboradas seguindo princípios, práticas e critérios consistentes com aqueles adotados na elaboração das demonstrações financeiras anuais em 31 de dezembro de 2025. Conforme permitido pelo CPC 21 (R1) e IAS 34, a Administração optou por não divulgar novamente os detalhes das políticas contábeis adotadas pela Companhia, dessa forma, estas informações trimestrais devem ser lidas, em conjunto, com as referidas demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025.

Adicionalmente, conforme requerido pelo CPC 26 (R1) e IAS 1, a Administração avaliou e não identificou políticas contábeis materiais que não estão divulgadas nas referidas demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025.

3 . Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025, os valores referem-se a:

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
No país:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Caixa e bancos	135	153	280	300
Aplicações financeiras	381.459	278.812	1.114.897	882.077
No exterior:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Bancos	-	59	32.869	7.014
	381.594	279.024	1.148.046	889.391

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Os caixas e equivalentes de caixa constituem-se em valores mantidos em conta bancária, com liquidez imediata, mantidos principalmente por meio de Certificados de Depósitos Bancários (“CDB”), Compromissada e Renda Fixa, com rendimentos atrelados ao Certificados de Depósitos Interbancários (“CDI”). Os recursos financeiros serão utilizados preponderantemente como capital de giro e para liquidação de obrigações assumidas pela Companhia.

Em 31 de março de 2026 a rentabilidade média do caixa investido era de aproximadamente 14,52% a.a. (14,54% a.a. em 31 de dezembro de 2025).

3.1 . Aplicações financeiras

	Indexadores	Controladora		Consolidado	
		31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
No exterior:					
Conta corrente / overnight (a)	US\$ (Ptax)	1.040.484	515.315	2.771.724	2.530.044
Time deposits (a)	US\$ (Ptax)	1.300.410	2.156.991	1.300.410	2.184.577
Total Return Swap – TRS (b)	US\$ (Ptax)	-	-	2.649.725	2.860.804
		2.340.894	2.672.306	6.721.859	7.575.425
Total das aplicações financeiras		2.340.894	2.672.306	6.721.859	7.575.425
Circulante		2.340.894	2.672.306	4.072.134	4.714.621
Não circulante		-	-	2.649.725	2.860.804

(a) Em 31 de março de 2026, a Companhia possuía recursos com a finalidade de atender compromissos de curto prazo, que estavam aplicados em *overnight* (US\$) e *time deposits* (US\$). Em 31 março de 2026 a remuneração dos recursos aplicados em *overnight* e *time deposits* era de aproximadamente 3,62% a.a. (4,18% a.a. em 31 de dezembro de 2025).

(b) Refere-se a recursos aplicados no banco Santander Cayman Branch na modalidade TRS (*Total Return Swap*) pela controlada 3R Lux. Em 31 de março de 2026 a remuneração dos recursos aplicados em TRS era 9,75% a.a. (9,75% a.a. em 31 de dezembro de 2025).

3.2 . Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Conta reserva (a)	375.537	331.471	379.128	334.957
Caixa restrito (b)	-	-	38.313	38.678
	375.537	331.471	417.441	373.635
Circulante	992	828	39.305	39.506
Não circulante	374.545	330.643	378.136	334.129

(a) Refere-se principalmente ao saldo de R\$ 210.164 (R\$ 203.229 em 31 de dezembro de 2025) do *total return swap* (TRS), contratado com o Banco XP em troca da alienação das ações da Companhia, vide notas explicativas 1 e 35, além de contas *escrow*, vinculadas a empréstimos e debêntures.

(b) Em 31 de março de 2026, o saldo refere-se a pagamentos realizados a superficiários com pendência de regularização documental para recebimento de valor. Em 31 de dezembro de 2025, o valor restrito referente a superficiários era de R\$ 37.034.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4 . Contas a receber de terceiros

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Petróleo bruto	56.194	55.515	505.143	208.188
Derivados de petróleo	-	-	238.240	43.959
Gás	-	-	134.548	140.150
Prestação de serviços	-	-	11.020	11.529
(-) Perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa	-	-	(32.463)	(32.463)
Total	56.194	55.515	856.488	371.363
Total mercado interno	56.194	55.515	424.276	339.388
Total mercado externo	-	-	432.212	31.975

A Administração avalia que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo. Em 31 de março de 2026 o prazo médio de recebimento das contas a receber de terceiros é de 22 dias (em 31 de dezembro de 2025 o prazo médio de recebimento era de 10 dias).

5 . Estoques

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Óleo bruto de petróleo (a)	27.982	115.733	184.700	249.115
Derivados de petróleo (b)	-	-	246.145	177.115
Material de uso e consumo (c)	4.371	11.092	547.601	512.065
	32.353	126.825	978.446	938.295
Circulante	32.353	126.825	813.549	749.906
Não circulante	-	-	164.897	188.389

(a) Refere-se a estoques de petróleo em: (i) Atlanta relativo a 80%, no valor de R\$ 27.982 (R\$ 115.773 em 31 de dezembro de 2025); (ii) Parque das Conchas referente ao estoque de petróleo relativo a 23%, no valor de R\$ 92.348 (R\$ 92.608 em 31 de dezembro de 2025); (iii) Papa-Terra no valor de R\$ 45.558 (R\$ 24.040 em 31 de dezembro de 2025) e (iv) 3R Potiguar no valor de R\$ 18.812 (R\$ 16.734 em 31 de dezembro de 2025).

(b) Refere-se ao estoque de produtos derivados de petróleo processados na refinaria Clara Camarão.

(c) Refere-se ao estoque de materiais e insumos para uso na operação e manutenção dos equipamentos de todos os Polos da Companhia. Estes materiais são classificados no ativo circulante e ativo não circulante, de acordo com a análise de rotatividade considerando a movimentação dos itens nos últimos 12 meses. Conforme este critério, no ativo circulante é registrada a parcela relativa à previsão de consumo para os próximos 12 meses e, no ativo não circulante, a parcela restante.

6 . Créditos com parceiros

	Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Créditos a receber	336.858	373.275
Total	336.858	373.275

Em 15 de fevereiro de 2026, foi emitida ordem procedimental referente ao processo de arbitragem, autorizando a 3R Offshore a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pela NTE no Consórcio do Campo de Papa-Terra, incluindo a transferência perante a ANP e demais órgãos governamentais competentes. A referida autorização está sujeita às seguintes condições, que devem ser observadas até a decisão final do Tribunal Arbitral sobre o mérito da disputa:

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1. Proibição de alienação a terceiros: a 3R Offshore fica impedida de vender ou transferir a participação de 37,5% a terceiros; e
2. Reversibilidade: a cessão permanece reversível até a decisão final do Tribunal Arbitral.

Em 31 de março de 2026, o saldo de R\$ 336.858 (R\$ 373.275 em 31 de dezembro de 2025) refere-se a valores a receber da NTE decorrentes de valores correspondentes a *cash calls* devidos e não emitidos em razão do referido procedimento arbitral, já abatidos os valores correspondentes à receita decorrente da venda do volume de óleo correspondente à participação de 37,5% detida pela NTE no campo de Papa Terra. Até o presente momento, a NTE não pagou os cash calls emitidos.

O montante está integralmente classificado como ativo não circulante.

7 . Adiantamentos

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Adiantamentos a fornecedores	3.833	1.266	123.507	104.963
Outros adiantamentos	-	-	469	1.481
	3.833	1.266	123.976	106.444

Refere-se principalmente à adiantamentos para viabilização de serviços necessários na operação do Polo Potiguar, no valor de R\$ 60.221 em 31 de março de 2026 (R\$ 54.440 em 31 de dezembro de 2025), nos campos de Pescada e Arabaiana, no valor de R\$ 44.806 em 31 de março de 2026 (R\$ 34.526 em 31 de dezembro de 2025), no Polo Papa-Terra, no valor de R\$ 14.276 em 31 de março de 2026 (R\$ 15.211 em 31 de dezembro de 2025) e nos Campos de Atlanta e Manati, no valor de R\$ 3.833 em 31 de dezembro de 2026 (R\$ 1.266 em 31 de dezembro de 2025).

8 . Impostos a recuperar

8.1 . Imposto de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido	181.934	160.346	280.731	368.309
	181.934	160.346	280.731	368.309

Os valores de IRPJ/CSLL a recuperar na controladora e consolidado são compostos por saldo negativo de IRPJ e base negativa da CSLL de anos anteriores e antecipações do ano de 2026.

8.2 . Outros impostos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Imposto de renda e contribuição social a recuperar (IRRF e CSLL)	18.933	31.107	29.003	40.900
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	341	351	90.899	83.476
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	165.031	151.656	297.988	253.801
Outros	696	691	3.847	3.481
(-) Perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa (a)	-	-	(72.100)	(66.870)
	185.001	183.805	349.637	314.788
Circulante	146.282	145.085	310.727	275.689
Não circulante	38.719	38.720	38.910	39.099

(a) O saldo refere-se à perda estimada em crédito referente a ICMS monofásico.

8.3 . Reforma tributária sobre o valor agregado

A reforma da tributação sobre o valor agregado foi regulamentada pela Lei Complementar nº 214 (“Reforma”) em 2025, estabelecendo a substituição de tributos como PIS, COFINS, ICMS, ISS e IPI pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), além da instituição do Imposto Seletivo (IS), aplicável a determinados segmentos da economia, incluindo o setor de óleo e gás.

A transição para o novo modelo de tributação ocorrerá no período de 2026 a 2032, sendo que, no primeiro ano desta, não haverá cobrança dos novos tributos criados pela Reforma. A Companhia encontra-se em fase de análise dos impactos decorrentes das mudanças introduzidas, com previsão de conclusão desse processo ao longo do exercício de 2026.

Os créditos tributários de PIS e COFINS a recuperar, regularmente apurados e registrados pela Companhia até a data de extinção dessas contribuições, poderão ser utilizados para compensação com a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), nos termos da legislação aplicável à transição do novo regime tributário.

A Administração acompanha a regulamentação pertinente e entende que tais créditos permanecem válidos e passíveis de aproveitamento, seja por meio de compensação com débitos próprios de CBS, seja na forma de compensação com outros tributos federais ou ressarcimento, conforme previsto na legislação vigente.

9 . Ativos classificados como mantidos para venda

	Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Ativos classificados como mantidos para venda		
Imobilizado	45.610	45.586
Intangível	71.400	71.400
Total do ativo	117.010	116.986
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda		
Provisão para abandono	24.125	24.102
Total do passivo	24.125	24.102

Os ativos classificados como mantidos para venda estão localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte e compreendem:

- 11 concessões de óleo e gás (13 campos) pelo valor total de US\$ 15 milhões (R\$ 92.885), sendo: (i) US\$ 600 mil desembolsados na assinatura do contrato; (ii) US\$ 2,9 milhões a serem pagos no fechamento da transação; (iii) US\$ 8 milhões a serem pagos em duas parcelas diferidas em 12 e 24 meses após o fechamento da transação; e (iv) US\$ 3,5 milhões a serem pagos em até oito anos, em formato de percentual da produção dos campos, com garantia firme de pagamento. O contrato prevê: (i) que todo o óleo produzido durante o período de transição seja vendido para a refinaria da Brava Energia e sua geração de caixa abatida do valor da transação e (ii) que o consórcio comprador assuma a responsabilidade pelo abandono do ativo, estimado em aproximadamente US\$ 21 milhões pela Companhia. Em fevereiro de 2026, a Brava e a Petro-Victory/Azevedo Travassos assinaram um termo postergando o *longstop date* da transação até 07 de maio de 2026, prorrogáveis por mais 3 meses.
- Obrigações de abandono correlatas às 11 concessões de óleo e gás no montante R\$ 24.125.

10 . Imposto de renda e contribuição social diferido

A Companhia e suas controladas reconhecem créditos fiscais diferidos relativos a diferenças temporárias e expectativa de compensação de créditos fiscais oriundo da utilização de prejuízo fiscal e base negativa.

A partir de 1º de janeiro de 2023, com as alterações oriundas do CPC 32/IAS 12, relativos aos impostos diferidos decorrente de uma única transação, a Companhia e suas controladas passaram a reconhecer os impostos diferidos sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma segregada entre ativos e passivos fiscais diferidos.

Anteriormente às atualizações requeridas pela referida norma, a Companhia e suas controladas já reconheciam os tributos fiscais diferidos constituído sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma líquida, portanto não há impactos relevantes na mensuração nos saldos patrimoniais resultantes destas alterações na norma.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Os ativos e passivos fiscais diferidos compõem-se de:

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Diferido sobre diferença temporária:				
Variação cambial e outros instrumentos não realizados	156.150	(167.063)	365.028	(49.147)
Ajuste a valor presente	(31.393)	(9.686)	(2.472)	(4.933)
Ajuste a valor justo	(162.193)	931	(133.288)	(133.523)
Provisão de abandono	223.445	11.483	565.754	528.981
IFRS 16	(12.588)	43.354	(33.944)	10.056
Provisão de Bonus / SOP	(7.777)	10.095	28.715	23.687
Depreciação acelerada	(403.130)	(403.130)	(403.130)	(403.130)
Impairment	-	-	46.779	(2.421)
Combinação de negócios	109.642	109.642	57.288	109.642
Outras provisões	(51.496)	67.041	-	11.908
Total dos tributos diferidos líquidos sobre diferença temporária	(179.340)	(337.333)	490.730	91.120
Diferido sobre Prejuízo Fiscal	606.731	618.896	1.105.085	1.118.207
Diferido sobre mais valia dos ativos nas combinações de negócios	(476.001)	(498.082)	(533.079)	(555.297)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	(48.610)	(216.519)	1.062.736	654.030
Ativos fiscais diferidos, líquidos	606.731	618.896	1.775.155	1.546.660
Passivos fiscais diferidos, líquidos	(655.341)	(835.415)	(712.419)	(892.630)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	(48.610)	(216.519)	1.062.736	654.030

Em agosto de 2025, a Brava realizou o reconhecimento de aproximadamente R\$ 473 milhões sobre prejuízos fiscais e diferenças temporárias acumuladas até dezembro de 2025 em função de expectativa de realização de lucro na Brava a partir da incorporação da Enauta Energia e, conseqüentemente dos ativos Atlanta e Manati.

A expectativa de utilização do imposto diferido ativo constituído sobre prejuízo fiscal e base negativa e diferenças temporárias em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025, foi baseada nas projeções dos lucros tributáveis, considerando premissas financeiras e de negócios. O saldo do ativo diferido apresenta a seguinte expectativa de realização:

Ano	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
2026	91.590	93.426	796.290	638.987
2027	149.053	152.042	416.729	372.464
2028	205.834	209.961	361.744	338.405
A partir de 2029	160.254	163.467	200.392	196.804
	606.731	618.896	1.775.155	1.546.660

Em 31 de março de 2026, as controladas 3R Operações Marítimas, 3R Pescada e Enauta Petróleo e Gás possuem créditos fiscais a compensar com lucros tributários futuros não contabilizados no valor total de R\$ 66.181 a título de prejuízo fiscal e base negativa por não ser possível afirmar que sua realização é presentemente considerada provável.

No momento em que o modelo financeiro adotado no plano geral de negócio aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia demonstrar que seus créditos tributários diferidos decorrentes dos prejuízos para fins de imposto de renda e da base negativa da contribuição social e adições temporárias apresentarem sua provável realização, a Companhia e suas controladas efetuarão a contabilização destes créditos fiscais.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Valores reconhecidos no resultado

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Crédito (despesa) com imposto de renda e contribuição social corrente	(27.626)	-	(132.801)	(57.006)
Despesas do período corrente	(27.626)	-	(132.801)	(57.006)
Crédito (despesa) com imposto de renda e contribuição social diferido	167.909	-	408.941	(368.617)
Diferenças temporárias	157.993	-	399.612	(404.791)
Prejuízo fiscal	(12.164)	-	(13.122)	36.174
Mais Valia	22.080	-	22.451	-
Total do crédito (despesa) com imposto de renda e contribuição social	140.283	-	276.140	(425.623)

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Conciliação da alíquota de imposto efetiva

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais vigentes e a despesa de imposto de renda e de contribuição social apurada no resultado é demonstrada como se segue:

	Controladora		Consolidado	
	Jan-Mar 2026	Jan-Mar 2025	Jan-Mar 2026	Jan-Mar 2025
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(489.969)	829.174	(625.826)	1.254.797
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas vigentes	166.589	(281.919)	212.781	(426.631)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo	(26.306)	281.919	63.359	1.008
Diferenças permanentes	2.259	-	1.043	-
Equivalência patrimonial	(50.645)	288.816	-	-
Diferenças temporárias para as quais não foi constituído ativo fiscal diferido	-	25.716	(6)	25.716
Prejuízo fiscal do período sem constituição do diferido fiscal	-	(32.590)	463	(46.942)
Diferenças Temporárias constituídas/baixadas de períodos anteriores	-	-	25.829	-
Prejuízo fiscal do período para o qual não foi constituído ativo diferido	-	-	-	2.187
Amortização da mais-valia do imobilizado e intangível	22.080	-	22.451	-
Incentivo fiscal - lucro da exploração (a)	-	-	-	30.859
Tributação sobre as bases universais ("TBU") (b)	-	-	-	(32.653)
Diferença CIT Brasil x Holanda e Suíça (c)	-	-	15.545	23.184
Outros	-	(23)	(1.966)	(1.343)
Imposto de renda e contribuição social no período	140.283	-	276.140	(425.623)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(27.626)	-	(132.801)	(57.006)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	167.909	-	408.941	(368.617)

(a) A apuração do imposto de renda sobre o lucro é influenciada positivamente pelo incentivo fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – ("SUDENE"), provendo o benefício fiscal de redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

(b) O montante apresentado é correlacionado à tributação da renda global incluindo lucros apurados por controladas no exterior, considerando-os disponíveis para tributação na data-base, conforme o princípio constitucional de universalidade da renda.

(c) A diferença de CIT entre Brasil, Holanda e Suíça refere-se à variação das alíquotas e estruturas do imposto de renda corporativo aplicadas por cada país.

10.1 . Tributação mínima global (Pilar II)

Em dezembro de 2021, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (“OCDE”) publicou as regras-modelo do Pilar II, no contexto da reforma da tributação internacional. De acordo com essas diretrizes, grupos multinacionais abrangidos pela norma devem apurar a taxa efetiva de imposto em cada país onde atuam, denominada alíquota efetiva GloBE.

Caso, em determinada jurisdição – considerando o conjunto das entidades ali estabelecidas – essa alíquota efetiva GloBE seja inferior ao percentual mínimo de 15%, o grupo deverá recolher um tributo complementar sobre o lucro correspondente à diferença entre a taxa apurada e o mínimo exigido.

A Companhia está sujeita às regras do Pilar II da OCDE em diferentes países, como Brasil, Holanda, Luxemburgo e Suíça. No período findo em 31 de março de 2026, não foram identificados efeitos relevantes do Pilar II na despesa com imposto sobre o lucro.

Adicionalmente, a Companhia adotou a exceção prevista na norma contábil IAS 12/CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, deixando de reconhecer e divulgar ativos e passivos fiscais diferidos relacionados à legislação implementada para viabilizar as regras-modelo do Pilar II da OCDE.

11 . Investimentos

Composição dos investimentos:

Em 31 de março de 2026, os investimentos da Companhia compreendiam a participação societária nas controladas diretas e indiretas abaixo:

	País de operação	Segmento	Controle	Participação (%)
3R Offshore	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R Pescada	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R Bahia	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R Potiguar	Brasil	Upstream e Mid & Downstream	Direto	100%
3R Lux	Luxemburgo	Corporativo	Direto	100%
Operações Marítimas	Brasil	Mid & Downstream	Indireto	100%
Enauta Petróleo e Gás	Brasil	Upstream	Direto	100%
Brava Atlântico	Brasil	Corporativo	Direto	100%
TRPE	Brasil	Corporativo	Direto	100%
Enauta Netherlands	Holanda	Corporativo	Direto	100%
Atlanta Field	Holanda	Corporativo	Indireto	100%
Iris Trading	Suíça	Upstream	Indireto	100%

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação dos saldos de investimentos:

	3R Offshore	3R Pescada	3R Bahia	3R RNCE	3R Lux	3R Potiguar	Enauta Energia (a)	Enauta Petróleo e Gás (a)	Brava Atlântico (b)	TRPE (b)	Enauta Netherlands	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2025	1.500.895	161.199	2.071.221	2.194.428	117.471	718.757	4.931.222	214.704	-	-	-	11.909.897
Aporte de capital	310.000	-	65.000	-	-	2.865.926	-	73.000	-	-	-	3.313.926
Participação relativa	-	-	-	-	-	7.189	-	-	-	-	-	7.189
Incorporação de controlada (a)	-	-	-	(2.318.780)	-	6.504.273	(4.167.531)	-	-	-	2.594.043	2.612.005
Baixa mais valia de incorporação	-	-	-	-	-	-	(1.683.901)	-	-	-	-	(1.683.901)
Aquisição de investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	1.187	5	-	1.192
Redução de capital em controlada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.276.165)	(2.276.165)
Resultado equivalência patrimonial	215.693	(23.527)	(51.348)	124.352	(12.495)	(12.148)	1.159.792	50.085	-	-	(47.357)	1.403.047
Ganho na alienação das ações em tesouraria	-	-	-	-	-	-	20.225	-	-	-	-	20.225
Ajuste de conversão	-	-	-	-	(12.912)	-	(259.807)	-	-	-	(29.362)	(302.081)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.026.588	137.672	2.084.873	-	92.064	10.083.997	-	337.789	1.187	5	241.159	15.005.334
Aporte de capital	-	-	-	-	-	422.000	-	-	-	-	-	422.000
Resultado equivalência patrimonial	(136.764)	21.693	(23.994)	-	(6.801)	(162.130)	-	47.677	30	-	111.329	(148.960)
Ajuste de conversão	-	-	-	-	(4.701)	-	-	-	-	-	(12.237)	(16.938)
Saldo em 31 de março de 2026	1.889.824	159.365	2.060.879	-	80.562	10.343.867	-	385.466	1.217	5	340.251	15.261.436

(a) Incorporações realizadas durante o exercício de 2025.

(b) Participações societárias adquiridas em dezembro de 2025, conforme disposto na nota explicativa 1.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Informações financeiras resumidas das controladas:

	Participação acionária	31 de dezembro de 2025						
		Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (c)	Resultado
3R Offshore	100%	1.357.965	2.655.048	879.229	1.118.449	2.015.335	11.253	215.693
3R Pescada	100%	74.873	154.008	47.460	43.749	137.672	-	(23.527)
3R Bahia	100%	247.638	2.667.597	303.885	526.477	2.084.873	-	(51.348)
3R RNCE	0%	-	-	-	-	-	-	124.352
3R Lux	100%	140.125	2.751.200	109.626	2.689.635	92.064	-	(12.495)
3R Potiguar	100%	1.765.863	13.041.703	1.656.726	3.177.906	9.972.934	111.063	(4.959)
Enauta Energia	0%	-	-	-	-	-	-	1.159.792
Enauta Petróleo e Gás	100%	295.635	1.086.268	413.617	630.497	337.789	-	50.085
		3.882.099	22.355.824	3.410.543	8.186.713	14.640.667	122.316	1.457.593

	Participação acionária	31 de março de 2026						
		Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (c)	Resultado
3R Offshore	100%	1.202.892	2.753.640	993.307	1.084.197	1.879.028	10.796	(136.764)
3R Pescada	100%	76.604	158.858	32.292	43.805	159.365	-	21.693
3R Bahia	100%	247.255	2.674.153	409.017	451.512	2.060.879	-	(23.994)
3R Lux	100%	68.860	2.609.700	40.496	2.557.502	80.562	-	(6.801)
3R Potiguar	100%	2.018.338	13.510.142	2.172.697	3.122.716	10.233.067	110.800	(162.130)
Brava Atlântico	100%	1.226	-	9	-	1.217	-	30
TRPE	100%	5	-	-	-	5	-	-
Enauta Netherlands	100%	1.954	340.433	2.136	-	340.251	-	111.329
Enauta Petróleo e Gás	100%	302.241	1.058.554	344.594	630.735	385.466	-	47.677
		3.919.375	23.105.480	3.994.548	7.890.467	15.139.840	121.596	(148.960)

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(c) Refere-se a mais valias dos ativos fixos na aquisição da 3R Areia Branca (atual 3R Potiguar) e de Peroá, que impactam as informações consolidadas e é amortizada conforme a curva de produção.

Segue abaixo o demonstrativo de movimentação dos saldos referentes à mais valia:

Saldo em 1º de janeiro de 2025	1.818.296
Saldo de mais valia incorporado de controlada	(112.009)
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(104.668)
(-) Impacto no imposto diferido sobre diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	35.587
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.637.206
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(1.091)
(-) Impacto no imposto diferido sobre diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	371
(-) Transferência de mais valia para ativos imobilizado e intangível em decorrência da incorporação de controlada	(1.514.890)
Saldo em 31 de março de 2026	121.596

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

12 . Imobilizado

Controladora

	Vida Útil (anos)	Saldos em 1º de janeiro de 2025	Incorporação Enauta Energia (a)	Mais Valia Incorporação	Adição	Baixa	Transferência	Adição ARO	Saldo em 31 de dezembro de 2025	Adição	Baixa	Transferência	Adição ARO	Saldo em 31 de março de 2026
Custo														
Máquinas e Equipamentos	8 - 30	25	32	-	-	-	1.644.810	-	1.644.867	-	-	15.553	-	1.660.420
Imobilizados administrativo	10 -20	13.118	8.640	546	2.650	(2.137)	3.038	-	25.855	-	(29)	2.951	-	28.777
Instalações	15 - 25	14.242	12.007	6.258	6.670	(144)	6.919	-	45.952	744	-	42	-	46.738
Poços	UOP	-	4.004.832	645.886	-	-	(495.921)	-	4.154.797	-	-	121.034	-	4.275.831
Plataformas	UOP	-	798.359	218.548	-	-	(67.030)	-	949.877	-	-	-	-	949.877
Facilities	UOP	-	12.925	17.246	-	-	(12.925)	-	17.246	-	-	-	-	17.246
Terreno	-	-	174	912	-	-	-	-	1.086	-	-	-	-	1.086
Desmobilização do Campo	UOP	-	432.899	-	-	-	-	42.640	475.539	-	-	-	(7.611)	467.928
Imobilizado em andamento	-	1.683	1.981.831	-	253.966	(64.867)	(1.080.213)	-	1.092.400	67.740	-	(141.068)	-	1.019.072
		29.068	7.251.699	889.396	263.286	(67.148)	(1.322)	42.640	8.407.619	68.484	(29)	(1.488)	(7.611)	8.466.975
Depreciação														
Máquinas e Equipamentos		(4)	(32)	-	(12.004)	-	(259.308)	-	(271.348)	(14.867)	-	-	-	(286.215)
Imobilizados administrativo		(4.647)	(7.223)	(159)	(2.347)	2.050	(48)	-	(12.374)	(557)	6	-	-	(12.925)
Instalações		(821)	(7.913)	(621)	(1.076)	144	(247)	-	(10.534)	(421)	-	-	-	(10.955)
Poços		-	(1.301.559)	(46.700)	(234.830)	-	181.528	-	(1.401.561)	(113.478)	-	-	-	(1.515.039)
Plataformas		-	(777.368)	(8.636)	(30.784)	-	65.602	-	(751.186)	(10.945)	-	-	-	(762.131)
Facilities		-	(12.459)	(1.247)	(2.563)	-	12.474	-	(3.795)	(592)	-	-	-	(4.387)
Desmobilização do Campo		-	(383.630)	-	(4.034)	-	-	(4.914)	(392.578)	(5.139)	-	-	-	(397.717)
		(5.472)	(2.490.184)	(57.363)	(287.638)	2.194	1	(4.914)	(2.843.376)	(145.999)	6	-	-	(2.989.369)
Total		23.596	4.761.515	832.033	(24.352)	(64.954)	(1.321)	37.726	5.564.243	(77.515)	(23)	(1.488)	(7.611)	5.477.606

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2025	Adição	Baixa	Transferência	Mais Valia	Adição ARO	Em 31 de dezembro de 2025	Adição	Baixa	Transferência	Ativos Mantidos Para Venda	Adição ARO	Mais valia	Em 31 de março de 2026
Custo															
Instalações	15 - 25	726.366	8.476	(802)	485.867	-	-	1.219.907	767	-	97.601	-	-	-	1.318.275
Máquinas e equipamentos	15 - 30	2.464.370	21.232	(9.957)	2.391.756	-	-	4.867.401	4.169	(109)	168.555	-	-	-	5.040.016
Imobilizados administrativo	10 - 20	233.001	9.219	(2.377)	29.546	-	-	269.389	2.546	(29)	10.835	-	-	-	282.741
Poços	UOP	4.572.464	34.689	(327)	2.644.908	-	-	7.251.734	1.514	-	202.984	-	-	-	7.456.232
Plataformas	UOP	1.544.559	137.649	-	266.942	-	-	1.949.150	52.006	-	5.588	-	-	-	2.006.744
Facilities	UOP	738.203	-	-	(133.700)	-	-	604.503	-	-	-	-	-	-	604.503
Veículos	5	2.708	2.377	-	-	-	-	5.085	-	-	-	-	-	-	5.085
Terreno	-	19.112	-	(12.432)	-	-	-	6.680	-	-	-	-	-	-	6.680
Desmobilização do campo	UOP	3.171.534	-	(43.856)	-	52.027	150.622	3.330.327	-	-	-	(24)	181.387	-	3.511.690
Imobilizado em andamento	-	5.522.741	2.836.886	(66.815)	(5.691.571)	-	-	2.601.241	325.752	-	(488.038)	-	-	-	2.438.955
		18.995.058	3.050.528	(136.566)	(6.252)	52.027	150.622	22.105.417	386.754	(138)	(2.475)	(24)	181.387	-	22.670.921
Depreciação															
Instalações		(43.355)	(35.977)	162	(351)	(60)	-	(79.581)	(11.117)	-	-	-		(15)	(90.713)
Máquinas e equipamentos		(238.755)	(165.472)	5.236	(261.056)	(1.534)	-	(661.581)	(57.088)	19	-	-		(384)	(719.034)
Imobilizados administrativo		(33.222)	(16.866)	2.249	133	(19)	-	(47.725)	(4.744)	7	-	-	-	-	(52.462)
Poços		(1.660.963)	(521.124)	240	67.048	-	-	(2.114.799)	(151.217)	-	-	-	-	-	(2.266.016)
Plataformas		(876.833)	(139.884)	-	65.602	-	-	(951.115)	(45.178)	-	-	-	-	-	(996.293)
Facilities		(602.342)	(7.583)	-	128.894	-	-	(481.031)	(983)	-	-	-	-	-	(482.014)
Veículos		(1.127)	(785)	-	-	-	-	(1.912)	(225)	-	-	-	-	-	(2.137)
Desmobilização do campo		(700.809)	(278.425)	-	-	(4.914)	-	(984.148)	(68.207)	-	-	-	-	-	(1.052.355)
		(4.157.406)	(1.166.116)	7.887	270	(6.527)	-	(5.321.892)	(338.759)	26	-	-	-	(399)	(5.661.024)
Total		14.837.652	1.884.412	(128.679)	(5.982)	45.500	150.622	16.783.525	47.995	(112)	(2.475)	(24)	181.387	(399)	17.009.897

(a) Valor refere-se à incorporação da Enauta Energia pela Brava devido a reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, conforme nota explicativa 1.

As adições na linha de imobilizado em andamento, ocorridas durante o ano de 2026, são referentes à *facilities* para reativação de poços nos campos *onshore* e *offshore*, no valor total de R\$ 189.157, sistema definitivo de Atlanta no valor de R\$ 17.448, campanha de perfuração de poços nos campos de Papa-Terra, Macau, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e nos polos Recôncavo e Areia Branca, no valor total de R\$ 60.032, juros capitalizados no montante de R\$ 12.368 referente a dívidas de infraestrutura, *workover* no valor de R\$ 23.866 e almoxarifado de materiais a aplicar na revitalização de poços no valor de R\$ 22.881.

As transferências na linha de imobilizado em andamento, ocorridas durante o período de 2026 no montante de R\$ 488.038 referem-se principalmente à ativação dos poços e infraestrutura de Atlanta, campanhas de perfuração/intervenção e facilites relacionadas a Potiguar e Papa-Terra.

Avaliação de impairment

Em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025, a Administração não identificou indícios de perda de valor recuperável dos ativos imobilizados da Companhia e suas controladas.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

13 . Intangível

Controladora

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2025	Incorporação Enauta Energia	Mais Valia Incorporação	Adição	Baixa	Transferência	Em 31 de dezembro de 2025	Adição	Transferência	Em 31 de março de 2026
Custo											
Cessão de direitos	UoP	777	665.857	1.373.878	37.930	-	-	2.078.442	-	-	2.078.442
Software e licenças	5	44.834	12.978	-	12.348	(16)	1.322	71.466	-	1.488	72.954
Marcas e patentes	5	258	-	-	-	-	-	258	-	-	258
		45.869	678.835	1.373.878	50.278	(16)	1.322	2.150.166	-	1.488	2.151.654
Amortização											
Cessão de direitos		-	(120.319)	(47.125)	(96.896)	-	-	(264.340)	(45.375)	-	(309.715)
Software e licenças		(9.505)	(12.108)	-	(9.819)	16	(1)	(31.417)	(2.236)	-	(33.653)
Marcas e patentes		(257)	-	-	-	-	-	(257)	-	-	(257)
		(9.762)	(132.427)	(47.125)	(106.715)	16	(1)	(296.014)	(47.611)	-	(343.625)
Total		36.107	546.408	1.326.753	(56.437)	-	1.321	1.854.152	(47.611)	1.488	1.808.029

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2025	Adição	Baixa	Transferências	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2025	Adição	Transferências	Mais Valia	Em 31 de março de 2026
Custo											
Cessão de direitos	UOP	9.787.554	56.330	-	-	-	9.843.884	-	-	-	9.843.884
Software e licenças	5	127.421	29.657	(16)	6.252	-	163.314	6.814	2.475	-	172.603
Marcas e patentes	5	260	-	-	-	-	260	-	-	-	260
		9.915.235	85.987	(16)	6.252	-	10.007.458	6.814	2.475	-	10.016.747
Amortização											
Cessão de direitos		(1.180.996)	(691.983)	-	-	(13.994)	(1.886.973)	(150.478)	-	(457)	(2.037.908)
Software e licenças		(38.152)	(25.538)	16	(270)	-	(63.944)	(6.783)	-	-	(70.727)
Marcas e patentes		(257)	-	-	-	-	(257)	-	-	-	(257)
		(1.219.405)	(717.521)	16	(270)	(13.994)	(1.951.174)	(157.261)	-	(457)	(2.108.892)
Total		8.695.830	(631.534)	-	5.982	(13.994)	8.056.284	(150.447)	2.475	(457)	7.907.855

Em relação às adições de 2025, destaca-se R\$ 56.330 referentes à cessão de direitos, dos quais R\$ 37.930 decorrem da aquisição de participação societária na Edge II e TRPE, concluída em dezembro de 2025, conforme detalhado na nota explicativa 1. Essa transação resultou no reconhecimento de ativo intangível relativo ao direito de uso associado ao desenvolvimento e futura implementação de projetos de terminal de regaseificação de GNL e usinas termelétricas.

Avaliação de impairment

Em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025, a Administração não identificou indícios de perda de valor recuperável dos ativos intangíveis da Companhia e suas controladas.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

14 . Arrendamentos

Direito de uso – Ativo

	Controladora						
	1º de janeiro de 2025	Incorporação Enauta Energia	Adições e alterações contratuais	Depreciação (b)	31 de dezembro de 2025	Depreciação	31 de março de 2026
Imóvel Administrativo	5.218	-	15.664	(5.613)	15.269	(1.018)	14.251
Plantas e equipamentos	-	38.179	-	(7.953)	30.226	(4.772)	25.454
Embarcações	-	129.023	3.468	(25.810)	106.681	(14.689)	91.992
Aeronaves	-	54.780	-	(6.521)	48.259	(3.913)	44.346
FPSO Atlanta (a)		3.871.984	427.430	(240.809)	4.058.605	(161.905)	3.896.700
	5.218	4.093.966	446.562	(286.706)	4.259.040	(186.297)	4.072.743

	Consolidado						
	1º de janeiro de 2025	Adições e alterações contratuais	Depreciação (b)	Baixas	31 de dezembro de 2025	Depreciação	31 de março de 2026
Imóvel Administrativo	7.176	15.664	(8.890)	-	13.950	(1.119)	12.831
Outros imóveis	2.662	-	(1.233)	-	1.429	(309)	1.120
Plantas e equipamentos	76.809	(8.027)	(25.978)	(5.086)	37.718	(6.318)	31.400
Embarcações	223.305	11.495	(128.119)	-	106.681	(14.689)	91.992
Aeronaves	-	58.693	(10.434)	-	48.259	(3.913)	44.346
FPSO - Atlanta (a)	4.178.264	427.430	(547.089)	-	4.058.605	(161.905)	3.896.700
	4.488.216	505.255	(721.743)	(5.086)	4.266.642	(188.253)	4.078.389

Arrendamentos – Passivo

	Controladora									
	1º de janeiro de 2025	Incorporação Enauta Energia	Adições e alterações contratuais	Pagamentos	Variação cambial	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2025	Pagamentos	Variação Cambial	Juros reconhecidos no resultado
Imóvel Administrativo	6.417	-	15.664	(6.758)	-	3.935	19.258	(1.673)	-	688
Plantas e equipamentos	-	39.915	-	(8.681)	(862)	1.167	31.539	(5.022)	(1.639)	560
Embarcações	-	123.758	3.468	(27.142)	(2.516)	4.168	101.736	(14.728)	(4.984)	2.058
Aeronaves	-	55.844	-	(8.307)	(482)	2.706	49.761	(4.914)	(1.097)	1.471
FPSO Atlanta (a)	-	3.718.107	427.430	(191.595)	(67.161)	142.201	4.028.982	(109.120)	(207.279)	92.043
	6.417	3.937.624	446.562	(242.483)	(71.021)	154.177	4.231.276	(135.457)	(214.999)	96.820

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado											
	1º de janeiro de 2025	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos (c)	Variação Cambial	Mais valia	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2025	Pagamentos (c)	Variação Cambial	Juros reconhecidos no resultado	31 de março de 2026
Imóvel Administrativo	9.033	15.664	-	(7.420)	-	-	3.688	20.965	(1.770)	-	725	19.920
Outros imóveis	3.075	-	-	(1.305)	-	-	282	2.052	(398)	-	65	1.719
Plantas e equipamentos	21.766	55.731	(5.086)	(33.729)	(6.795)	-	5.096	36.983	(7.085)	(1.638)	721	28.981
Embarcações	303.754	(52.263)	-	(146.560)	(24.046)	7.335	13.516	101.736	(14.728)	(4.984)	2.058	84.082
Aeronaves	-	58.693	-	(12.431)	(968)	-	4.467	49.761	(4.914)	(1.097)	1.471	45.221
FPSO Atlanta (a)	4.178.264	427.430	-	(465.646)	(464.571)	-	353.505	4.028.982	(109.120)	(207.279)	92.043	3.804.626
	4.515.892	505.255	(5.086)	(667.091)	(496.380)	7.335	380.554	4.240.479	(138.015)	(214.998)	97.083	3.984.549

(a) Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia revisou o cálculo do passivo de arrendamento gerando uma adição contratual de R\$ 427.430. Em 31 de março de 2026, foi ajustado o prazo contratual devido à mudança de estimativa decorrente da nova certificação de reservas

(b) O valor demonstrado de depreciação na linha de embarcações está deduzido da capitalização do projeto Sapura Onix no valor total de R\$ 74.210.

(c) Do montante total, os valores de R\$ 40.905 e R\$ 62.363 referem-se a saldo retido na rubrica de fornecedor em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025, respectivamente.

A seguir são apresentadas as principais informações deste contrato de arrendamento, o qual representa 93,5% do passivo de arrendamento.

Fluxo de pagamentos futuros a valor presente	Taxa de desconto (a.a.) - em US\$	Prazo (anos)	31.03.2026	31.12.2025
FPSO Atlanta	10,32%	20	3.804.626	4.028.982

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada no fluxo deste contrato de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

Fluxo de Pagamentos - Futuro nominal	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total
FPSO Atlanta	334.581	444.080	445.297	444.080	444.080	6.218.338	8.330.456

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

15 . Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Fornecedor nacional	235.717	369.419	1.401.127	1.271.849
Fornecedor estrangeiro	655.539	666.833	699.145	706.386
Total	891.256	1.036.252	2.100.272	1.978.235
Circulante	402.066	508.098	1.551.605	1.450.081
Não circulante	489.190	528.154	548.667	528.154

Os principais saldos de fornecedores nacionais estão relacionados a compra de matéria prima para uso na atividade de refino da 3R Potiguar e a contratação de serviços de operação, manutenção, serviços de tratamento de petróleo bruto, energia elétrica e aquisição de equipamentos para uso na atividade de exploração e produção de petróleo bruto e gás, em todos os Polos da Companhia e suas controladas. Em relação aos fornecedores estrangeiros, os principais saldos estão relacionados ao diferimento parcial da aquisição de bombas do sistema definitivo de produção do campo de Atlanta (R\$ 588.506 no período findo 31 de março de 2026 e R\$ 665.846 no exercício findo 31 de dezembro de 2025).

16 . Empréstimos e financiamentos

Composição:

	Controladora			
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco XP (a)	421.419	-	DI +0,85%	Jan/ 2029
Banco CCB - 2024 (b)	84.283	81.180	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Moeda estrangeira				
Banco Safra (c)	99.602	102.954	6,72% a.a.	Jun/2026
Bank of China (d)	118.792	174.512	6,02% a.a.	Jan/2029
Banco HSBC 2025 (e)	-	200.608	7,06% a.a.	Jan/2027
Banco HSBC 2026 (f)	263.082	-	5,95% a.a.	Fev/2028
Banco ABC (g)	152.364	-	6,68% a.a.	Ago/2027
Total	1.139.542	559.254		
Circulante	188.172	184.842		
Não circulante	951.370	374.412		

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado			
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco BNB (h)	37.083	37.086	IPCA + 5,29% a.a.	Jun/2030
Banco CEF - 3R Offshore (i)	34.293	71.578	DI + 2,42%	Jul/2026
Banco CCB - 2024 (b)	84.283	81.180	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Banco ABC (j)	-	103.529	DI + 2,96% a.a.	Abr/2026
Banco XP (a)	421.419	-	DI +0,85%	Jan/ 2029
Moeda estrangeira				
Banco Safra (c)	99.602	102.954	6,72% a.a.	Jun/2026
Bond Notes (k)	2.649.280	2.859.988	9,75% a.a.	Fev/2031
Banco ABC (g)	152.364	-	6,68% a.a.	Ago/2027
Banco HSBC 2026 (f)	263.082	-	5,95% a.a.	Fev/2028
Bank of China (d)	118.792	174.512	6,02% a.a.	Jan/2029
Banco HSBC 2025 (e)	-	200.608	7,06% a.a.	Jan/2027
Total bruto	3.860.198	3.631.435		
Custo de captação	(52.198)	(61.565)		
Total líquido	3.808.000	3.569.870		
Circulante	269.508	473.764		
Não circulante	3.538.492	3.096.106		

Movimentação:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 1 de janeiro de 2025	239.574	4.278.566
(+) Incorporação de saldos - reorganização societária	482.351	-
(+) Captação de empréstimos	-	379.004
(-) Liquidação de principal	(145.627)	(683.970)
(-) Juros pagos	(28.370)	(370.346)
(+) Juros incorridos	33.365	362.344
(+) Custo de transação apropriados	-	14.044
(+/-) Variação cambial	(22.039)	(63.677)
(+/-) Ajuste de conversão	-	(346.095)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	559.254	3.569.870
(+) Captação de empréstimos	815.413	815.413
(-) Liquidação de principal	(219.433)	(352.767)
(-) Juros pagos	(22.863)	(162.603)
(+) Juros incorridos	25.350	93.379
(+) Custo de transação apropriados	-	6.192
(+/-) Variação cambial	(18.179)	(18.177)
(+/-) Ajuste de conversão	-	(143.307)
Saldo em 31 de março de 2026	1.139.542	3.808.000

(a) Empréstimo adquirido em janeiro de 2026 pela Brava Energia junto ao Banco XP no valor de R\$ 407.633. O principal da dívida deverá ser pago em 1 prestação no dia 08 de janeiro de 2029 e os juros serão pagos semestralmente, sendo a primeira parcela em 7 de julho de 2026 e a última em 8 de janeiro de 2029.

(b) Empréstimo adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco CCB no montante de R\$ 100.000. O pagamento do principal da dívida foi dividido em 4 parcelas, tendo a primeira sido paga em julho de 2025 e a última com vencimento em 1º de junho de 2028.

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais –
ITR em 31 de março de 2026**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(c) Empréstimo adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco Safra no montante de US\$ 18,6 milhões (R\$ 100.000). O principal da dívida deverá ser pago em uma prestação até 8 de junho de 2026. Os juros são pagos em 4 parcelas semestrais, tendo a primeira sido paga em dezembro de 2024 e a última com vencimento em 8 de junho de 2026.

(d) Empréstimo adquirido em janeiro de 2025 pela Enauta Energia junto ao Bank of China no valor de US\$ 30 milhões (equivalente a R\$ 179.022). O principal da dívida e os juros foram divididos em 4 prestações, sendo a primeira parcela paga em 21 de janeiro de 2026, a segunda parcela em 19 de janeiro de 2027, a terceira parcela em 14 de janeiro de 2028 e a quarta parcela em 09 de janeiro de 2029.

(e) Empréstimo adquirido em janeiro de 2025 pela Enauta Energia junto ao HSBC no valor de US\$ 34 milhões (equivalente a R\$ 200.000). O principal foi pago em 1 parcela, acrescido de juros em 4 de fevereiro de 2026.

(f) Empréstimo adquirido em fevereiro de 2026 pela Brava Energia junto ao Banco HSBC no valor de US\$ 50 milhões (equivalente a R\$ 257.780). O principal da dívida e os juros serão pagos em 1 prestação, no dia 10 de fevereiro de 2028.

(g) Empréstimo adquirido em fevereiro de 2026 pela Brava Energia junto ao Banco ABC no valor de US\$ 28.937 milhões (equivalente a R\$ 150.000). O principal da dívida e os juros serão pagos em 1 prestação, no dia 04 de agosto de 2027.

(h) Empréstimo captado em setembro de 2023 pela controlada 3R Macau (após reestruturação societária, este empréstimo passou a ser da 3R Potiguar), junto ao Banco BNB no montante de R\$ 36.937. O principal da dívida deve ser pago mensalmente a partir de 15 de julho de 2026 até 15 junho de 2030. Os juros são pagos de forma trimestral durante o período de carência (entre 31 de maio de 2022 e 15 de junho de 2026) e mensalmente durante o período de amortização a partir de 15 de julho de 2026, juntamente com as prestações vincendas de principal. O empréstimo conta com garantia de fiança bancária em favor do BNB e em valor equivalente ao montante desembolsado.

(i) Empréstimo contratado em julho de 2023 junto ao Banco CEF pela controlada 3R Offshore no valor de R\$ 100.000. Conforme contrato, o pagamento do principal foi dividido em 3 parcelas semestrais, sendo a primeira paga em 26 de julho de 2025 e a última em 26 de julho de 2026. O pagamento dos juros é feito de forma trimestral, sendo o último pagamento em 26 de julho de 2026.

(j) Empréstimo adquirido pela 3R Offshore em abril de 2024 junto ao Banco ABC no montante de R\$ 100.000. Conforme contrato, os juros são divididos em 4 parcelas semestrais, sendo a primeira paga em 16 de outubro de 2024 e a última em 16 de abril de 2026. O principal foi pago em 1 parcela, acrescido de juros em 12 de fevereiro de 2026.

(k) Refere-se à *senior secured notes* emitidas por meio da subsidiária 3R Lux no montante de US\$ 500 milhões (R\$ 2.484.350) com juros remuneratórios de 9,75% a.a. e vencimento de principal em uma única parcela em fevereiro de 2031 e juros semestrais, sendo o primeiro em 05 de agosto de 2024. Esta captação teve a finalidade de pré-pagamento do empréstimo detido pela 3R Lux. As notes contam ainda com garantias reais de: (i) recebíveis no âmbito de certos contratos off-take de petróleo bruto e/ou gás, (ii) ações de certas subsidiárias da Companhia, e (iii) direitos emergentes de concessões de certas subsidiárias da Companhia. As garantias das debêntures emitidas pela subsidiária 3R Potiguar com o BTG foram inicialmente compartilhadas com as notes nos mesmos termos e grau de senioridade. Após o a quitação integral da debênture BTG Potiguar, realizada em julho de 2025, foram liberadas as garantias de recebíveis e direitos emergentes associados às concessões do Recôncavo assim como todas as garantias de ações de subsidiárias da Companhia.

Cláusulas contratuais restritivas – empréstimos e financiamentos

A Companhia possui empréstimos e financiamentos com determinadas condições contratuais restritivas (*covenants*), usuais para este tipo de transação, que podem exigir, em certos casos de incorrência, o cumprimento de determinados índices financeiros, conforme estabelecido nos respectivos contratos. No período findo em 31 de março de 2026 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia cumpriu com estas obrigações.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17 . Debêntures

Composição

Instrumento	Emissora	Valor de emissão	Data de vencimento	Remuneração	Remuneração final (com swap)	Encargos	Saldo contábil consolidado em		Garantias
							31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	
3ª Emissão	Brava	1.000.000	15/10/2033	IPCA + 8,4166% a.a.	USD + 7,95%	Semestral	1.160.271	1.120.304	-
4ª Emissão	Brava	900.000	08/02/2029	CDI + 3% a.a.	CDI + 3% a.a.	Semestral	920.625	962.861	-
9ª Emissão (Bradesco)	Brava	2.786.850	15/07/2030	CDI + 2,75% a.a.	USD + 8,70%	Trimestral	2.881.878	2.885.877	Recebíveis de determinados contratos off-take e direitos emergentes no âmbito da concessão de BC-10 e alienação fiduciária das ações da Enauta Petróleo e Gás.
5ª Emissão (Santander)	Brava	2.461.800	26/05/2028	Variável entre 9,93% a.a. e 10,53% a.a.	SOFR + 6,25% a.a. + 0,67%	Trimestral	2.660.525	2.868.587	-
1ª Emissão - 1ª Série	Brava	736.675	17/12/2029	IPCA + 9,8297% a.a.	USD + 8,89%	Semestral	881.410	848.385	Fiança/garantia corporativa e alienação fiduciária/penhor de ações, conforme aplicável, da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field; penhor de direitos emergentes das concessões de Atlanta e Manati; e cessão fiduciária de contas das respectivas vinculadas para pagamento do serviço da dívida e dos derivativos (swaps) relacionados à cada uma das emissões das debêntures. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e em mesmo grau de senioridade com os titulares das debêntures da 1ª emissão e da 2ª emissão da Enauta Participações.
2ª Emissão - 1ª Série	Brava	103.496	17/09/2029	IPCA + 7,1149% a.a.	USD + 7,50%	Semestral	116.457	116.686	
2ª Emissão - 3ª Série	Brava	996.504	17/09/2029	13,9662% a.a.	USD + 7,83%	Semestral	1.002.207	1.036.040	
3ª Emissão - 1ª Série	Brava	777.978	17/06/2030	IPCA + 8,0618% a.a.	USD + 7,51%	Semestral	861.883	832.855	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
3ª Emissão - 2ª Série	Brava	656.073	17/06/2036	13,5733% a.a.	USD + 7,22%	Semestral	680.370	659.728	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
3ª Emissão - 3ª Série	Brava	656.949	15/06/2034	IPCA + 8,2620% a.a.	USD + 7,70%	Semestral	738.162	712.981	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
4ª Emissão - 1ª Série	Brava	396.000	17/06/2030	IPCA + 8,0560% a.a.	USD + 7,45%	Semestral	438.564	423.799	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
4ª Emissão - 2ª Série	Brava	204.000	15/06/2034	IPCA + 8,2674% a.a.	USD + 7,68%	Semestral	226.053	218.339	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
		11.676.325					12.568.405	12.686.442	
(-) Custo de transação							(373.789)	(397.123)	
(+/-) Swap da dívida							(155.035)	588.868	
		11.676.325					12.039.581	12.878.187	

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Saldo inicial	12.878.187	7.291.599	12.878.187	14.665.494
Incorporação Enauta Energia	-	2.946.971	-	-
Emissão de Debêntures	-	2.786.850	-	2.786.850
Custos de transação	-	(47.661)	-	(47.661)
Custos de transação apropriados	23.335	110.025	23.335	185.293
Juros apropriados	423.115	1.246.361	423.115	1.564.508
Juros apropriados - swap	(743.904)	242.112	(743.904)	(866.293)
Juros pagos	(406.555)	(1.004.136)	(406.555)	(1.336.105)
Liquidação Principal	-	(663.326)	-	(3.436.626)
Atualização monetária	-	45.795	-	(271.450)
Variação cambial paga	(1.047)	(38.316)	(1.047)	(48.908)
Variação cambial incorrida	(133.550)	(38.087)	(133.550)	(316.915)
Saldo final	12.039.581	12.878.187	12.039.581	12.878.187
Circulante	818.466	565.871	818.466	565.871
Não circulante	11.221.115	12.312.316	11.221.115	12.312.316

Os fluxos de caixa referentes a juros pagos sobre as debêntures são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento.

(a) Saldo decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações contempla R\$ 422.989 de custos de transação.

Cláusulas contratuais restritivas

A Companhia possui debêntures com determinadas condições contratuais restritivas (*covenants*) usuais para este tipo de instrumento, algumas atreladas a determinados índices financeiros de alavancagem, calculados com base na dívida líquida do período dividida pelo EBITDA Ajustado (ou EBITDAX) dos últimos 12 meses, e/ou em índices de cobertura de reservas, conforme estabelecido nos respectivos contratos.

O limite máximo do índice de alavancagem é 3,0x e eventual não cumprimento, caso não seja obtida dispensa temporária ou permanente de tal obrigação (*waiver*), poderá resultar na decretação de vencimento antecipado da dívida em questão. Alguns instrumentos estabelecem o limite de 2,5x, entretanto, nesse caso a restrição resultante de eventual descumprimento é a limitação para contratação de novas dívidas (*covenant* financeiro de incorrência).

No período findo em 31 de março de 2026 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 a Companhia permaneceu adimplente com as cláusulas restritivas (*covenants*) supracitadas.

18 . Adiantamento de clientes

	Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Adiantamento de clientes	664.584	923.736
	664.584	923.736

A Companhia realiza operações de adiantamento de clientes recebendo valores em caixa para futuras entregas de óleo. Em relação ao saldo de adiantamento registrado em 31 de março de 2026, foram firmados acordos que estabelecem a entrega do óleo até o final segundo trimestre de 2026.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19 . Valores a pagar por aquisições

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Aquisição Polo Peroá (a)	-	-	132.797	135.158
Aquisição Polo Papa Terra (b)	-	-	305.641	398.392
Aquisição Polo Potiguar (c)	-	-	400.258	839.412
Aquisição Parque das Conchas (d)	-	-	164.857	172.214
	-	-	1.003.553	1.545.176
Circulante	-	-	602.010	727.276
Não circulante	-	-	401.543	817.900

(a) Em 31 de março de 2026, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Peroá é de US\$ 30.065 (R\$ 119.323, líquido de AVP) e refere-se ao pagamento contingente relacionado à apresentação de declaração de comercialidade do Campo de Malombê à ANP.

(b) Em 31 de março de 2026, o valor atualizado a ser pago pela aquisição de Papa-Terra é de US\$ 80.572 (R\$ 305.641, líquido de AVP) e refere-se a nove parcelas contingentes com vencimentos atrelados a *triggers* de acordo com contrato.

(c) Em 31 de março de 2026, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Potiguar é de US\$ 76.687 (R\$ 400.258, líquido de AVP), devendo ser paga em uma parcela a vencer em março de 2027.

(d) Em 31 de março de 2026, o valor atualizado a ser pago pela aquisição de Parque das Conchas é US\$ 31.585 (R\$ 164.857), cujo vencimento é em 30 de dezembro de 2026.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

20 . Provisão para abandono

Os valores de abandono são mensurados pelo prazo da vida útil econômica do projeto, atualizados pela taxa de inflação, e são trazidos a valor presente para fins de reconhecimento inicial. O passivo de abandono é atualizado anualmente ou quando exista alguma evidência objetiva que seu valor possa estar materialmente inadequado. As revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado (resultado financeiro líquido).

A movimentação do saldo da provisão para abandono está demonstrada a seguir:

	Consolidado											
	Brava (Manati)	Brava (Atlanta)	3R Bahia	3R RNCE	3R Pescada	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Enauta Energia (Manati)	Enauta Energia (Atlanta)	Enauta Petróleo e Gás (Parque das Conchas)	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2025	-	-	223.999	214.011	49.978	330.151	200.934	1.137.508	133.266	145.286	889.778	3.324.911
Remensuração da provisão do abandono (a)	(18.625)	9.238	115.645	52.907	(9.845)	(24.705)	85.632	95.851	7.664	7.612	(187.613)	133.761
Gastos com abandono no exercício	(2.986)	-	(37.581)	-	(178)	-	(1.328)	(27.553)	(1.142)	-	(36.276)	(107.044)
Atualização da provisão do abandono	4.712	5.938	21.404	5.264	4.156	6.028	16.804	149.926	5.966	8.777	62.502	291.477
Mais valia de provisão de abandono decorrente da combinação de negócios	29.499	48.729	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.228
Transferência passivo mantido para venda	-	-	-	(390)	-	-	-	390	-	-	-	-
Incorporação de controlada (b)	145.754	161.675	-	(271.792)	-	-	-	271.792	(145.754)	(161.675)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2025	158.354	225.580	323.467	-	44.111	311.474	302.042	1.627.914	-	-	728.391	3.721.333
Taxa de desconto	8,52%	9,42%	9,42%	-	9,41%	8,91%	9,41%	9,41%	-	-	8,52%	
Previsão de abandono	2030	2045	2049	-	2053	2038	2053	2053	-	-	2031	
Circulante	2.974	4.047	129.955	-	361	-	51.544	178.674	-	-	117.407	484.962
Não circulante	155.380	221.533	193.512	-	43.750	311.474	250.498	1.449.240	-	-	610.984	3.236.371

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado								
	Brava (Manati)	Brava (Atlanta)	3R Bahia	3R Pescada	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Enauta Petróleo e Gás (Parque das Conchas)	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2026	158.354	225.580	323.467	44.111	311.474	302.042	1.627.914	728.391	3.721.333
Remensuração da provisão do abandono (a)	(1.661)	(4.858)	16.061	(954)	(50.693)	-	232.518	(3.793)	186.620
Gastos com abandono no período	-	-	(8.976)	-	-	-	(22.619)	(2.685)	(34.280)
Atualização da provisão do abandono	1.640	5.094	4.332	995	6.670	559	32.768	5.739	57.797
Transferência passivo mantido para venda	-	-	-	-	-	-	(23)	-	(23)
Saldo em 31 de março de 2026	158.333	225.816	334.884	44.152	267.451	302.601	1.870.558	727.652	3.931.447
Taxa de desconto	8,52%	9,42%	9,42%	9,41%	8,91%	9,41%	9,42%	8,52%	
Previsão de abandono	2030	2045	2047	2053	2041	2053	2053	2031	
Circulante	2.974	4.047	129.955	361	-	82.471	178.674	117.407	515.889
Não circulante	155.359	221.769	204.929	43.791	267.451	220.130	1.691.884	610.245	3.415.558

(a) Durante 2026 e 2025, a Companhia e suas controladas remensuraram a provisão para abandono em conexão com os prazos de vida útil contidos na certificação de reserva emitida pela DeGolyer and MacNaughton conforme nota explicativa 1 e atualização na taxa de desconto e variações nos custos atrelados ao abandono desses ativos. Além disso, a Companhia realizou reavaliação de suas provisões para abandono, ajustando-a para refletir a melhor estimativa corrente relacionadas a custos futuros de abandono, conforme determinado pelo CPC 25 Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

(b) Movimentação é reflexo das incorporações realizadas durante o exercício de 2025.

Os saldos registrados no passivo de abandono não incluem os montantes referentes ao *Decommissioning Cost Sharing Agreement* (“DCSA”), que totalizam US\$ 124,4 milhões para a 3R Offshore, US\$ 95,9 milhões para a 3R Potiguar e US\$ 53,6 milhões para a 3R Bahia. Conforme estabelecido nos contratos de DCSA, a Petrobras reembolsará os valores estipulados após a conclusão do abandono de determinados poços e plataformas elegíveis. Esse reembolso ocorrerá mediante a comprovação da carga do Relatório Final de Abandono de Poço (RFAP) junto à ANP.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

21 . Impostos a recolher

21.1 . Imposto de renda e contribuição social a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido (IRPJ/CSSL)	96.979	69.353	217.660	212.158
	96.979	69.353	217.660	212.158

21.2 . Outros impostos a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	-	-	22.012	19.859
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	6.930	3.438	56.330	66.025
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	14.472	9.201	32.012	23.196
Instituto nacional de seguridade social (INSS)	1.619	1.480	13.108	11.921
Outros	22.993	286	26.088	3.798
	46.014	14.405	149.550	124.799
Circulante	39.906	8.297	143.442	118.691
Não circulante	6.108	6.108	6.108	6.108

22 . Transações com partes relacionadas

A movimentação dos saldos com partes relacionadas está demonstrada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Saldos patrimoniais				
Ativo Circulante				
Debêntures (a)	100.657	31.065	-	-
Contas a receber de óleo - partes relacionadas (b)	476.900	295.656	-	-
Contas a receber - partes relacionadas (c)	350.780	306.294	-	-
Total do ativo circulante com partes relacionadas	928.337	633.015	-	-
Ativo Não Circulante				
Debêntures (a)	331.000	421.000	-	-
Total do ativo não circulante com partes relacionadas	331.000	421.000	-	-
Passivo Circulante				
Contas a pagar - partes relacionadas	19.535	66.633	-	-
Total do passivo circulante com partes relacionadas	19.535	66.633	-	-

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Resultado das operações no período				
Receita com venda de óleo (d)	998.601	222.054	-	-
Receita de juros - Debêntures Partes Relacionadas	18.945	-	-	530
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	1.017.546	222.054	-	530

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(a) O montante refere-se a transações de debêntures com partes relacionadas e estão resumidas no quadro abaixo. A redução do saldo ocorreu em virtude de recebimento de juros.

Emissor	Emissão	Emitida para	Data de emissão	Valor principal	Valor em aberto*	Vencimento	Remuneração
3R RV (atual 3R Bahia)	1ª emissão	Brava	03/10/2022	300.000	276.928	27/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Potiguar	7ª emissão	Brava	04/03/2024	500.000	154.729	07/02/2029	100% CDI + 3,8%
Saldo líquido em aberto					431.657		

* Valor inclui principal e juros em aberto na data-base 31 de março de 2026 (líquido de custos de transação).

(b) O montante de R\$ 476.900 (R\$ 295.656 em 31 de dezembro de 2025) refere-se a valores a receber decorrente de venda de óleo de Atlanta (Brava) para a Íris Trading, empresa do mesmo grupo econômico.

(c) O valor de R\$ 350.780 (R\$ 306.294 em 31 de dezembro de 2025) refere-se ao compartilhamento de gastos pagos pela Controladora e a ser reembolsado pelas suas Controladas.

(d) Corresponde às receitas geradas pelas vendas de óleo de Atlanta (Brava) para a Íris Trading no período.

Remuneração pessoal chave

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas nº 6.404/76 e com o Estatuto Social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, em Assembleia Geral, fixar o valor global da remuneração anual dos administradores, cabendo ao Conselho de Administração efetuar a distribuição da verba entre os administradores.

A Companhia é dirigida por um Conselho de Administração composto por, no mínimo, 5 membros e, no máximo, 11 membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral com mandato unificado de 2 anos, e uma Diretoria eleita pelo Conselho de Administração composta por, no mínimo, 3 membros e, no máximo, 7 membros, sendo um diretor presidente, um diretor de relações com investidores, um diretor financeiro e os demais sem designação específica.

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e Diretoria em 31 de março de 2026 e 31 de março de 2025 estão nos quadros a seguir:

	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Remuneração e benefícios	9.253	10.068
Encargos sociais	2.005	2.137
Pagamentos baseados em ações	3.319	2.188
Total	14.577	14.393

No quadro consolidado acima, consta a remuneração do pessoal chave da administração de todas as sociedades do grupo econômico durante o período.

Em 31 de março de 2026, o quadro de administradores da Companhia é composto por 7 membros do Conselho de Administração (7 membros em 31 de março de 2025) e por 4 membros da Diretoria (5 membros em 31 de março de 2025).

Pagamentos baseados em ações

Na Assembleia Geral de Acionistas da Companhia do dia 26 de junho de 2024, foi aprovado o Plano de Incentivos Baseados em Ações ("Plano de Incentivos"), que confere ao Conselho de Administração autorização para definir o modelo de incentivo baseado em ações mais adequado para cada outorga e para cada público-alvo de participantes.

Na mesma Assembleia Geral, foi aprovado que não haveria novas outorgas dos planos aprovados anteriormente ao Plano de Incentivos, que se encontram extintos por não haver mais opções de compra de ações em aberto.

a) Pagamento baseado em ações com liquidação em instrumentos patrimoniais

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 16 de janeiro de 2025, o 1º Programa de Outorga de Opções de Compra de Ações ("Programa SOP I"), cuja outorga ocorreu em 06 de março de 2025, e, em 12 de fevereiro de 2026, o 2º Programa de Outorga de Opções de Compra de Ações ("Programa SOP II"), cuja outorga ocorreu em 20 de março de 2026. Cada opção de compra outorgada dará direito de adquirir uma ação ordinária de emissão da Companhia.

As condições gerais são:

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- Preço de exercício: Média das cotações das Ações BRAV3 na B3, ponderada pelo volume em Reais, dos 90 (noventa) dias anteriores à Data de Referência;
- Vesting: 4 anos, divididos em 4 lotes com período de carência de 1, 2, 3 e 4 anos em relação à Data de Referência;
- Prazo máximo de exercício: 12 meses contados da data de término do último período de vesting das opções.

Abaixo, seguem os termos e condições dos programas de opções de compra de ações aprovados no âmbito do Plano de Incentivos:

Plano	Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Opções outorgadas	Opções exercidas	Opções canceladas	Opções em aberto	Preço de exercício	Valor justo na outorga
Plano de Incentivos	I	06/mar/2025	Até 02/01/29	02/jan/2030	2.364.360	-	-	2.364.360	R\$19,72	R\$4,04
Plano de Incentivos	II	20/mar/2026	Até 02/01/30	02/jan/2031	821.000	-	-	821.000	R\$17,86	R\$5,72

Para a precificação do valor justo das opções dos programas da Companhia, foi utilizado o modelo de *Black-Scholes-Merton*, o qual utiliza as seguintes premissas básicas: o preço da ação na outorga, o preço de exercício, o prazo de carência, a volatilidade do preço das ações, o percentual de dividendos distribuídos e a taxa livre de risco.

O Conselho de Administração da Companhia também aprovou, em 12 de fevereiro de 2026, o 1º Programa de Outorga de Ações Restritas (“Programa RSU I”), cuja outorga ocorreu em 20 de março de 2026. A aquisição do direito às ações restritas ocorre após a permanência contínua durante o período de vesting.

As condições gerais são:

- Vesting: 4 anos, divididos em 4 lotes com período de carência de 1, 2, 3 e 4 anos em relação à Data de Referência;
- Lock-up de 2 anos após o término de cada período de vesting.

Abaixo, seguem os termos e condições do programa de ações restritas aprovado no âmbito do Plano de Incentivos:

Plano	Programa	Outorga	Término vesting	Look-up	RSU outorgadas	RSU entregues	RSU canceladas	RSU em aberto	Valor justo na outorga
Plano de Incentivos	I	20/03/2026	Até 02/01/30	2 anos após término do vesting	347.000	-	-	347.000	R\$16,89

Em 31 de março de 2026, a Companhia apresenta uma despesa no período, incluindo os encargos sociais, de R\$ 2.503 com os programas de pagamentos baseados em ações liquidados em instrumentos patrimoniais (R\$ 203 em 31 de março de 2025).

b) Pagamento baseado em ações com liquidação em caixa

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, no âmbito do Plano de Incentivos, o 1º Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa – Phantom Shares (“Programa SAR I”), em 16 de janeiro de 2025, e o 2º Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa – Phantom Shares (“Programa SAR II”) e, em conjunto com o Programa SAR I, “Programas”, em 23 de janeiro de 2025.

Dentro dos Programas, são concedidas “*Phantom Shares*”, que representam o direito de receber, em dinheiro, a diferença positiva entre o Valor da Ação da Companhia e o Preço de Referência, caso seja aplicável, ao término de cada período de carência. As *Phantom Shares* estão distribuídas em quatro lotes com períodos de carência anuais, contados da data de referência.

O Valor da Ação equivale à média ponderada da cotação dos 90 dias anteriores ao término de cada período de carência. Já o Preço de Referência é calculado pela média ponderada da cotação dos 90 dias anteriores à data de referência, que é definida pelo Conselho de Administração, sem nenhum tipo de desconto.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

O Programa SAR II possui uma característica adicional, que é a inclusão de condição de aquisição de direito de desempenho, em função de indicadores de performance correspondentes ao exercício social de 2025.

Após a apuração, verificou-se que não houve o atingimento da condição de aquisição de direito de desempenho, ocasionando na extinção do Programa SAR II e reversão dos valores provisionados.

Abaixo, seguem os termos e condições do Programa SAR I:

Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Phantom outorgadas	Phantom canceladas	Phantom em aberto	Preço de Referência	Valor justo na outorga	Valor justo em 31/03/26
I	04/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	2.364.360	-	2.364.360	R\$19,72	R\$8,19	R\$4,97
I	28/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	5.749.000	870.000	4.879.000	R\$19,72	R\$8,63	R\$4,97
I	17/mar/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	70.000	-	70.000	R\$19,72	R\$8,26	R\$4,97

Para a precificação do valor justo das Phantom Shares, foi utilizado o modelo de Black-Scholes-Merton, o qual utiliza as seguintes premissas básicas: o preço da ação, o preço de exercício, o prazo de carência, a volatilidade do preço das ações, o percentual de dividendos distribuídos e a taxa livre de risco.

Em 31 de março de 2026, o valor justo contabilizado no período com os programas de pagamentos baseados em ações liquidados em caixa, incluindo encargos sociais, está registrado no passivo no montante de R\$ 5.218 (R\$ 5.625 em 31 de março de 2025).

23 . Provisão de contingências

A Companhia e suas controladas estão envolvidas em ações judiciais de naturezas cíveis, fiscais e trabalhistas. Com base no parecer de seus consultores jurídicos internos e externos, a Administração considera a provisão para perdas registradas suficiente para cobrir as perdas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Trabalhista	4.260	3.651	4.308	3.875
Cível (a)	13.159	12.231	19.374	19.352
Ambiental (b)	4.366	5.825	11.270	12.370
	21.785	21.707	34.952	35.597

(a) O saldo refere-se, majoritariamente, a autos de infração emitidos por órgãos reguladores relacionados ao Campo de Atlanta (Brava), no montante de R\$ 11.416 e ao Campo de Papa-Terra (3R Offshore) no valor de R\$ 2.309.

(b) Refere-se principalmente a ações com órgãos ambientais diretamente relacionadas às empresas do grupo na condição de participante não operador nos ativos Manati (Brava) e BC-10 (EPG).

Em 31 de março de 2026, a Companhia e suas controladas são objeto de ações trabalhistas, cíveis, ambientais e tributárias cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela Administração e seus consultores jurídicos pelo valor aproximado de R\$ 697.568 (R\$ 2.502.505 em 31 de dezembro de 2025).

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Abaixo os valores envolvidos cuja probabilidade de perda é considerada possível, suportado pela avaliação dos assessores jurídicos externos:

	Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Cível (c)	86.692	1.892.780
Trabalhista	24.872	22.819
Tributária (d)	541.132	545.107
Ambiental	44.721	41.732
Outros	151	67
	697.568	2.502.505

(c) O saldo apresentado em 31 de dezembro de 2025 refere-se majoritariamente ao processo referente a supostos danos sofridos por pescadores não identificados, em razão de intervenção na atividade pesqueira, pretensamente causada pela criação de uma zona de exclusão ao exercício da pesca pela exploração de petróleo e gás desempenhada pela Petrobras no Polo de Papa-Terra (operado pela 3R Offshore somente a partir de dezembro de 2022). O valor apresentado tem como fato gerador a concessão da licença para exploração emitida pelo órgão ambiental. Em agosto de 2025, foi proferida sentença julgando improcedente os pedidos iniciais formulados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores (“CNPA”), cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais e morais (lucros cessantes). Em fevereiro de 2026 foi proferido acórdão favorável à Companhia, julgando improcedente o pleito. Por este motivo, este processo teve seu prognóstico de perda alterado de possível para remoto em março de 2026.

(d) A composição do passivo tributário classificado como possível envolve principalmente processos diretamente relacionados à Brava no valor total de R\$ 87.009 e processos de responsabilidade enquanto participante minoritário de ativos operados por terceiros, sendo: (i) R\$ 10.408 relativo à participação em ativo operado pela Petrobras; e (ii) R\$ 420.969 relativo à participação em ativo operado pela Shell. Além disso, o montante do passivo tributário engloba o valor de R\$ 3.449 referente a causas relacionadas à incidência de tributos sobre ganhos apurados nas operações de stock option.

24 . Outras obrigações

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Obrigações com parceiros (a)	140.632	86.906	200.927	156.757
Obrigações contratuais com vendas (b)	54.431	68.448	75.327	68.448
Obrigações com consórcio (c)	57.922	57.922	57.922	57.922
Obrigações com antigo controlador (d)	62.881	62.112	62.881	62.112
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	16.565	16.565	16.565	16.565
Prestação de contas ao operador	-	-	19.742	40.980
Provisão de seguros a pagar	3.469	3.469	3.469	3.469
Outros	712	8.160	21.124	37.092
	336.612	303.582	457.957	443.345
Circulante	215.560	183.298	333.845	320.001
Não circulante	121.052	120.284	124.112	123.344

(a) Em 31 de março de 2026 os saldos referem-se às obrigações relacionadas com parceiros no montante de R\$ 140.632, participação da PetroRecôncavo de 50% na infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural localizada no Ativo Industrial de Guamaré, na Bacia Potiguar de R\$ 53.759 e participação no Campo de Parque das Conchas de 23% no valor de R\$ 6.536.

(b) Em 31 de março de 2026 o montante de R\$ 75.327 (R\$ 68.448 em 31 de dezembro de 2025) é referente a obrigações a pagar para com a Shell Western Supply & Trading Limited decorrente de contrato de compra e venda de óleo no campo de Atlanta.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(c) Em 31 de março de 2026 o valor de R\$ 57.922 (R\$ 57.922 em 31 de dezembro de 2025) refere-se a adiantamentos de Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) recebido dos sócios dos blocos PAMA-M-265, PAMA-M-337 e FZA-M-90. Estes blocos estão com o contrato suspenso temporariamente em razão do aguardo do IBAMA sobre o licenciamento ambiental.

(d) Pagamento contingente atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e da contribuição social pela 3R Offshore, 3R Bahia e Brava. Nos termos do contrato de compra e venda assinado entre o atual e o antigo controlador, caso a Companhia e as suas Controladas citadas venham a aproveitar-se dos prejuízos fiscais, o antigo controlador, fará jus ao valor equivalente de até um terço do benefício auferido em decorrência de sua utilização, deduzidos de determinados passivos pagos pela Companhia.

25 . Patrimônio Líquido

Capital social

Em 31 de dezembro de 2025 o capital social da Companhia estava distribuído da seguinte forma:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A.	1.459.267	56.598.799	12,2%
Jive Investments Gestão de Recursos e Consultoria S.A.	832.330	32.282.559	6,9%
Bloco Somah Printemps Quantum	838.248	32.512.106	7,0%
Yellowstone	822.882	31.916.100	6,9%
Cobas	611.735	23.726.625	5,1%
Administração	42.691	1.655.785	0,4%
Ações em tesouraria	365	14.166	0,0%
Outros acionistas	7.369.999	285.851.128	61,5%
	11.977.517	464.557.268	100%

As ações que compõem o capital social da Companhia são negociadas na bolsa de valores brasileira, tendo 100% em circulação (free floating). Em 31 de março de 2026, o capital social da Companhia ficou assim distribuído:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A.	1.459.267	56.598.799	12,2%
Jive Investments Gestão de Recurso e Consultoria S.A.	832.330	32.282.559	6,9%
Bloco Somah Printemps Quantum	838.248	32.512.106	7,0%
Yellowstone	822.882	31.916.100	6,9%
Cobas Asset Management, SGIIC, S.A.	611.735	23.726.625	5,1%
Administração	42.691	1.655.785	0,4%
Ações em tesouraria	365	14.166	0,0%
Outros acionistas	7.369.999	285.851.128	61,5%
	11.977.517	464.557.268	100%

Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria

A Companhia estruturou dois novos programas de pagamentos baseados em ações, tendo como valor registrado adicionado ao programa já existente. Além das opções de compra de ações em aberto do Primeiro Plano, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 16 de janeiro de 2025, o 1º Programa de Outorga de Opções de Compra de Ações (“Programa I”), cuja outorga ocorreu em 06 de março de 2025. Estas transações resultaram em um montante líquido de R\$ 2.480 no período findo em 31 de março de 2026.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ajuste de avaliação patrimonial

A Companhia registrou na rubrica “ajuste de avaliação patrimonial” o valor redutor de R\$ 16.938 no período findo em 31 de março de 2026 (Valor redutor de R\$ 302.081 em 31 de dezembro de 2025), resultante da conversão da moeda funcional dólar para moeda de apresentação real de suas controladas 3R Lux, Enauta Netherlands B.V., Atlanta Field B.V. e Iris Trading. O saldo de ajuste de avaliação patrimonial em 31 de março de 2026 é de R\$ 38.689 (R\$ 55.627 em 31 de dezembro de 2025).

Lucros/(prejuízos acumulados)

No período findo em 31 de março de 2026 a Companhia apresentou um prejuízo de R\$ 349.686.

Dividendos

O estatuto social da Companhia prevê o percentual de 25% como dividendos mínimos obrigatórios após respectivas deduções. Não houve distribuição de dividendos para o período intermediário findo em 31 de março de 2026.

Em 31 de dezembro de 2025, o lucro do exercício remanescente de R\$ 229.675, após absorção do prejuízo acumulado foi distribuído como dividendos mínimos obrigatórios o montante de R\$ 57.419.

26 . Segmentos operacionais

As informações por segmento de negócio da Companhia são elaboradas e revistas mensalmente através dos relatórios gerenciais que apresentam informações financeiras atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio. A Diretoria Executiva utiliza as informações consolidadas de todas as empresas do Grupo para tomada de decisões, avaliação de desempenho, investimentos, gastos, produções e outros indicadores operacionais.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre os segmentos. As transações entre os segmentos de negócio são mensuradas e apuradas com base em metodologias internas que levam em consideração parâmetros de mercado. Estas transações são eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Os segmentos de negócio da Companhia divulgados separadamente são:

Exploração e Produção (E&P): compreende as atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, incluindo o desenvolvimento da produção. A receita de vendas para terceiros refere-se à venda de óleo e gás relacionados com atividades de exploração e produção. Enquanto a receita de vendas intersegmentos corresponde, principalmente, às transferências de petróleo para o segmento Mid & Downstream.

Mid & Downstream: contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, além de compra e venda de produtos derivados do petróleo e gás, no Brasil. Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto e gás natural do segmento de E&P, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados nacionais e internacionais. A receita de vendas para terceiros reflete, sobretudo, as operações de comercialização de derivados e de petróleo no país.

Corporativo e outros negócios: são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas. Incluem principalmente itens vinculados à gestão financeira corporativa, overhead relativo à administração central e outras despesas.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a) Segmento operacional

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	31 de março de 2026
Receita de vendas, líquida (b)	2.613.231	1.184.219	-	(662.394)	3.135.056
Custos dos produtos vendidos	(1.439.379)	(1.116.057)	-	553.263	(2.002.173)
Lucro Bruto	1.173.852	68.162	-	(109.131)	1.132.883
Despesas gerais e administrativas	(84.333)	(14.366)	40.000	-	(58.699)
Gastos de exploração	(2.948)	-	23	-	(2.925)
Outras despesas operacionais, líquida	(13.817)	(102.389)	(4.211)	934	(119.483)
Resultado financeiro, líquido	(783.507)	424	(794.519)	-	(1.577.602)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	289.247	(48.169)	(758.707)	(108.197)	(625.826)
Imposto de renda corrente e diferido	275.820	(51)	-	371	276.140
Lucro líquido (prejuízo) do período	565.067	(48.220)	(758.707)	(107.826)	(349.686)
	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	31 de dezembro de 2025
Receita de vendas, líquida (b)	2.219.555	1.495.110	-	(840.346)	2.874.319
Custos dos produtos vendidos	(1.316.495)	(1.421.500)	-	794.135	(1.943.860)
Lucro Bruto	903.060	73.610	-	(46.211)	930.459
Despesas gerais e administrativas	(132.145)	(15.656)	(16.090)	-	(163.891)
Gastos de exploração	(23.235)	-	-	-	(23.235)
Outras despesas operacionais, líquida	(74.508)	80	(2.943)	-	(77.371)
Resultado financeiro, líquido	602.977	(7.011)	(9.936)	2.805	588.835
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	1.276.149	51.023	(28.969)	(43.406)	1.254.797
Imposto de renda corrente e diferido	(303.248)	(134.009)	-	11.634	(425.623)
Lucro líquido (prejuízo) do período	972.901	(82.986)	(28.969)	(31.772)	829.174
Acionistas controladores	972.901	(82.986)	(28.969)	(31.772)	829.174

(a) Refere-se majoritariamente a transações de comercialização de óleo e gás entre partes relacionadas.

(b) Em 31 de março de 2026, a Companhia possui quatro grandes clientes que, individualmente, representam mais de 10% da receita, totalizando R\$ 852.331, registrados nos segmentos de Exploração e Produção e Mid & Downstream. Em 31 de março de 2025, havia dois grandes clientes, do mesmo segmento, que perfaziam um total de R\$ 1.103.

b) Ativos por segmento

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	31 de março de 2026
Imobilizado	21.116.456	1.359.806	194.659	-	22.670.921
Intangíveis	9.934.622	-	82.125	-	10.016.747
Depreciação, exaustão e amortizações	(7.413.214)	(195.159)	(69.599)	(91.944)	(7.769.916)
Adições ao imobilizado e intangível	311.441	66.967	15.160	-	393.568

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado				31 de dezembro de 2025
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	
Imobilizado	20.674.074	1.340.718	90.625	-	22.105.417
Intangíveis	9.935.938	-	71.520	-	10.007.458
Depreciação, exaustão e amortizações	(6.952.483)	(175.740)	(53.754)	(91.089)	(7.273.066)
Adições ao imobilizado e intangível	2.889.106	197.335	50.074	-	3.136.515

27 . Receita líquida

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Receita com Vendas				
Receita bruta de petróleo	998.601	-	1.841.780	1.256.307
(-) Deduções da receita com petróleo	(22.853)	-	(69.441)	(56.562)
Receita de petróleo, líquida	975.748	-	1.772.339	1.199.745
Receita bruta de derivados	-	-	1.318.222	1.706.170
(-) Deduções da receita com derivados	-	-	(162.671)	(237.155)
Receita de derivados, líquida	-	-	1.155.551	1.469.015
Receita bruta de gás	78.979	-	255.610	222.348
(-) Deduções da receita com gás	(15.656)	-	(52.721)	(47.117)
Receita de gás, líquida	63.323	-	202.889	175.231
Receita com prestação de serviços				
Receita bruta de prestação de serviços	-	-	5.372	34.498
(-) Deduções da receita com prestação de serviços	-	-	(1.095)	(4.170)
Receita de prestação de serviços, líquida	-	-	4.277	30.328
Receita líquida total	1.039.071	-	3.135.056	2.874.319

A receita líquida do período encontra-se impactada pela incidência do Imposto de Exportação (IE) sobre a comercialização de petróleo bruto e derivados destinados ao mercado externo. O referido imposto foi instituído pela Medida Provisória nº 1.340, de 12 de março de 2026, estabelecendo alíquota de 12% sobre a exportação de óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos e alíquota de 50% sobre a exportação de óleo diesel, observada a subvenção econômica prevista na própria Medida Provisória.

A receita de petróleo líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Atlanta, Papa-Terra, Parque das Conchas, Peroá, Pescada, Arabaiana, Ponta de Mel e Redonda e dos polos Macau, Rio Ventura, Fazenda Belém e Recôncavo.

A receita de gás líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Manati, Peroá, Pescada, Arabaiana, Parque das Conchas e dos polos Macau, Rio Ventura e Recôncavo.

A receita de derivados refere-se majoritariamente a derivados de petróleo líquido consolidado da Companhia, sendo oriunda dos processamentos de refino ocorrida na refinaria Clara Camarão.

A receita de prestação de serviço consolidada da Companhia refere-se majoritariamente ao serviço processamento de gás no Polo Potiguar.

Em 31 de março de 2026 a receita líquida consolidada, quando comparada aos valores registrados em 31 de março de 2025, está impactada pelo aumento do Brent, o que melhorou o preço de venda.

Adicionalmente, a receita líquida da controladora está impactada pela reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, referente à incorporação da Enauta Energia pela sua controladora, Brava. A reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, consequentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

28 . Custo dos produtos vendidos

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Custos de operação	(85.006)	-	(872.724)	(1.040.581)
Ocupação e retenção de área	(549)	-	(20.542)	(25.379)
Royalty - petróleo e gás	(55.145)	-	(164.691)	(185.443)
Depreciação e amortização	(445.762)	-	(729.569)	(447.357)
Tratamento de água e energia elétrica	-	-	(49.454)	(34.868)
Licenciamento e gastos ambientais	1.270	-	(38.866)	(58.317)
Gasto de pessoal	(5.701)	-	(51.992)	(50.033)
Processamento e transporte de gás	-	-	(56.942)	(84.629)
Outros	-	-	(17.393)	(17.253)
	(590.893)	-	(2.002.173)	(1.943.860)

Em 31 de março de 2026 o custo consolidado dos produtos vendidos da Companhia, quando comparado aos valores registrados em 31 de março de 2025, está impactado pelo aumento de produção, consequentemente, maior depreciação, majoritariamente referente ao campo de Atlanta.

Adicionalmente, o custo da controladora está impactado pela reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, referente a incorporação da Enauta Energia pela sua controladora Brava. A reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, consequentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

29 . Despesas gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Gastos com pessoal (a)	34.717	(1.690)	300	(83.334)
Serviços prestados por terceiros	(9.867)	3.712	(26.643)	(46.171)
Depreciação e amortização	(3.907)	(5.584)	(18.478)	(14.697)
Provisão para pagamento baseado em ações (a)	(6.496)	(3.567)	(7.740)	(4.547)
Provisão (reversão) de contingências	(163)	(108)	560	(487)
Manutenção e suporte de software e hardware	(1.287)	(5.397)	(6.233)	(13.547)
Outras despesas	746	(1.151)	(465)	(1.108)
	13.743	(13.785)	(58.699)	(163.891)

(a) Em 31 de março de 2026, para a controladora, os gastos com pessoal estão impactados pela implementação do programa de *Cost Share Agreement* para o compartilhamento das despesas comuns, resultando na realocação de tais despesas entre a controladora e as demais empresas do grupo. Além disso, em março de 2026, houve reversão do saldo provisionado para pagamento de bônus referente ao exercício de 2025.

Adicionalmente, o saldo de despesas gerais e administrativas da controladora está impactado pela reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, referente a incorporação da Enauta Energia pela sua controladora Brava. A reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, consequentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

30 . Gastos exploratórios

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Aquisição / processamento de sísmica	-	-	-	(17.560)
Gastos de gerenciamento de projetos	-	-	-	(1.713)
Gastos com geologia e geofísica	-	-	(3.065)	(769)
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	439	-	439	(35)
Participações governamentais	(250)	-	(299)	-
Outros	-	-	-	(3.158)
	189	-	(2.925)	(23.235)

31 . Outras despesas / receitas operacionais

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Remensuração na provisão de abandono (a)	(1.076)	-	8.764	(1.442)
Abandono petrojarl (b)	-	-	-	(74.916)
Despesas earn-out - antigo controlador	(865)	-	(865)	(2.943)
Despesas com transição de ativos	-	-	(22)	(63)
Outras despesas sobre vendas (c)	-	-	(19.746)	-
Provisão de perda de crédito estimada	-	-	(5.230)	-
Desconto comercial (d)	-	-	(89.542)	-
Outras receitas / despesas	(3.356)	(2.944)	(12.842)	1.993
	(5.297)	(2.944)	(119.483)	(77.371)

- (a) Em 2026, o valor é decorrente da remensuração da provisão de abandono do campo de Pescada. Em 2025, o valor é decorrente da remensuração da provisão de abandono nos campos de Pescada, Atlanta e Manati.
- (b) Gastos incorridos na desmobilização do FPSO Petrojarl que não estavam previstos na provisão de abandono do ativo.
- (c) Gastos referentes a despesas comerciais com clientes e fornecedores
- (d) Em 5 de janeiro de 2026, a Companhia celebrou acordo com a Raizen que estabelece a venda de querosene de aviação ("QAV") em volume mínimo mensal pelo prazo de quatro anos. O acordo inclui, ainda, a quitação e o perdão de disputas existentes entre as partes.

32 . Provisão (reversão) no valor recuperável de ativos

Em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025, a Companhia não identificou indícios para reconhecimento de *impairment*.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

33 . Receitas e despesas financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Receitas financeiras				
Rendimento de aplicação financeira	49.545	9.386	145.401	121.886
PIS/COFINS sobre receita financeira	(3.444)	(2.336)	(4.773)	(7.075)
Atualização monetária – Debêntures	-	-	-	213.150
Receita de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	18.945	222.054	-	-
Ajuste a valor presente	-	-	-	1.914
Variação cambial ativa líquida (a)	248.957	6.769	334.349	646.362
Ganhos com operações de hedge (b)	670.568	83.319	717.042	547.620
Receita com Juros - Yinson	-	-	-	35.528
Receita com Juros - Debêntures	-	20.906	-	-
Outras receitas financeiras	5.569	39	9.207	12.420
	990.140	340.137	1.201.226	1.571.805
Despesas financeiras				
Incremento de abandono	(6.734)	-	(57.797)	(59.601)
Juros – Arrendamento	(96.820)	(1.868)	(97.083)	(2.832)
Juros – Debêntures	(412.879)	(258.054)	(412.879)	(290.486)
Juros – Empréstimos	(25.350)	(5.977)	(92.591)	(96.600)
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	(530)	-	(530)
Atualização monetária – Debêntures	-	(20.734)	-	(25.988)
Atualização monetária – Earn outs (aquisição)	-	-	(24.611)	(38.729)
Perdas com operação de hedge (b)	(1.222.702)	(31.214)	(1.994.581)	(232.496)
Ajuste a valor presente	96	(4.179)	(14.975)	(133.022)
Variação cambial passiva líquida (a)	5.288	1.634	(14.047)	(21.785)
Custos de transação apropriados - Debêntures	(23.335)	(22.674)	(21.991)	(17.059)
Custos de transação apropriados - Empréstimos	-	-	(6.192)	(7.542)
Outras despesas financeiras	(5.526)	(98)	(42.081)	(56.300)
	(1.787.962)	(343.694)	(2.778.828)	(982.970)
Resultado financeiro líquido	(797.822)	(3.557)	(1.577.602)	588.835

(a) Refere-se à variação cambial correlata aos valores a pagar por aquisições (nota explicativa 19), empréstimos e financiamentos (nota explicativa 16) e debêntures (nota explicativa 17).

(b) A Companhia contrata Collar de brent para proteger parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foi obtido um piso de US\$ 67,50 por barril para as puts e um teto de US\$ 80,10 por barril para as calls (3R Offshore), um piso de US\$ 62,17 por barril para as puts e um teto de US\$ 72,14 por barril para as calls (3R Potiguar) e um piso de US\$ 64,94 por barril para as puts e um teto de US\$ 75,58 por barril para as calls (Brava Energia). A Companhia também contrata NDF de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (*hedge*) e PUT de brent para proteger parte de sua produção futura.

A operação de *swap* tem o objetivo de converter as taxas referentes às debêntures para uma dívida com juros fixos em dólares, com a finalidade de *hedge* e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros (nota explicativa 35).

34 . Lucro (prejuízo) por ação

O cálculo do lucro básico e diluído por ação foi baseado no lucro líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e na média ponderada de ações ordinárias em circulação, após os ajustes para os potenciais ações ordinárias dilutivas.

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Lucro básico por ação				
Lucro / (prejuízo) do período	(349.686)	829.174	(349.686)	829.174
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	464.557.268	464.180.528	464.557.268	464.180.528
Resultado líquido básico por ação – R\$	(0,75)	1,79	(0,75)	1,79

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de março de 2025	31 de março de 2026	31 de março de 2025
Lucro diluído por ação				
Lucro / (prejuízo) do período	(349.686)	829.174	(349.686)	829.174
Quantidade média ponderada e diluída de ações ordinárias	467.742.628	466.544.888	467.742.628	466.544.888
Quantidade de ações diluidoras	3.185.360	2.364.360	3.185.360	2.364.360
Resultado líquido diluído por ação – R\$	(0,75)	1,78	(0,75)	1,78

35 . Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

a) Instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber de terceiros, contas a receber com partes relacionadas, adiantamento de clientes, debêntures partes relacionadas, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures, contas a pagar com partes relacionadas, valores a pagar por aquisições, derivativos e outras obrigações.

A Companhia e suas controladas não operam com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação.

Swap dívida:

A Companhia contrata instrumentos financeiros derivativos (*swap*) com objetivo de converter as taxas de juros das debêntures em reais para uma dívida com juros fixos em dólar, com objetivo de hedge e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros. Foram contratadas as seguintes operações:

- Terceira emissão de Debêntures da Brava (RRRP13): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 8,4166% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,95% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 1.000.000 (nota explicativa 17).
- Primeira série da primeira emissão de debêntures (ENAT11): conversão de 76% da dívida inicialmente contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 9,8297% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,89% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 559.873 (nota explicativa 17).
- Primeira e terceira séries da segunda emissão de debêntures (ENAT12 e ENAT32): conversão de 100% da dívida inicial contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 7,1149% a.a. e taxa de juros pré-fixados em 13,9662%, respectivamente, por uma dívida em dólar com taxa média prefixada de 7,50% a.a. para a 1ª série e 7,83% a.a. para a 3ª série, respectivamente. Valor nominal contratado de R\$ 1.100.000 (nota explicativa 17).
- Terceira emissão de debêntures (ENAT13, ENAT23 e ENAT33): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,0618% a.a., pré de 13,5733% a.a. e IPCA + 8,2620% a.a., respectivamente, por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,51% a.a. para a 1ª série, 7,22% para a 2ª série e 7,70% a.a. para a 3ª série. Valor nominal contratado de R\$ 2.100.000 (nota explicativa 17).
- Quarta emissão de debentures (ENAT14 e ENAT24): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,0560% a.a. e IPCA + 8,2674% a.a., respectivamente, por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,45% a.a. para a 1ª série e 7,68% a.a. para a 3ª série. Valor nominal contratado de R\$ 600.000 (nota explicativa 17).
- Nona emissão de debentures da Brava (Brav19): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de CDI + 2,75% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,70% a.a. (nota explicativa 17). Valor nominal contratado de R\$ 2.786.850 (nota explicativa 17).
- Empréstimo bancário da Brava: conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de CDI + 0,85% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 6,70% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 407.632.

Swap ações da Companhia:

Em 5 de junho de 2025, a Companhia contratou um total return swap (“TRS”) referenciado ao preço médio de R\$ 19,78 por ação na ponta ativa, totalizando o montante de R\$ 187.374 corrigido por CDI + 0,5% a.a. com vencimento de 18 meses na ponta passiva. A transação envolveu 9.480.932 de ações ordinárias de emissão da Companhia alienadas nesta data, conforme notas explicativas 1 e 25.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

NDF:

A Companhia contrata, através das controladas, 3R Potiguar, 3R Petroleum Offshore, 3R Bahia e Brava Energia, NDF de *brent* com o propósito de proteção contra a oscilação de preços do petróleo. Foram realizadas operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foram obtidos através destes instrumentos financeiros um preço médio de US\$ 66,16 por barril (3R Potiguar), um preço médio de US\$ 63,63 por barril (3R Petroleum Offshore), um preço médio de US\$ 65,85 por barril (3R Bahia) e um preço médio de US\$ 64,14 por barril (Brava Energia).

Collar:

A Companhia contrata Collar de *brent* para proteger parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foi obtido um piso de US\$ 67,50 por barril para as puts e um teto de US\$ 80,10 por barril para as calls (3R Offshore), um piso de US\$ 62,17 por barril para as puts e um teto de US\$ 72,14 por barril para as calls (3R Potiguar) e um piso de US\$ 64,94 por barril para as puts e um teto de US\$ 75,58 por barril para as calls (Brava Energia).

PUT:

A Companhia possui PUT de *brent* para proteger parte de sua produção futura. Foi obtido um piso médio de US\$ 61,38 por barril (3R Bahia), um piso médio de US\$ 60,71 por barril (3R Potiguar). e um piso médio de US\$ 70,00 por barril (Brava).

Em 31 de março de 2026, os contratos de NDF, collar e PUT oferecem cobertura para 18.588 mil barris (16.604 mil em 31 de dezembro de 2025) que se espera que sejam vendidos nos próximos 18 meses.

Instrumento	Quantidade em milhares de barris		Valor justo registrado em	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
NDFs <i>brent</i>	11.956	10.008	(1.246.302)	213.328
Collar <i>brent</i>	5.907	5.696	(558.124)	93.161
PUT <i>brent</i>	725	900	10.230	16.563
Swap ações tesouraria	-	-	(16.311)	(45.093)
Total	18.588	16.604	(1.810.507)	277.959
Ativo circulante	-	-	40.766	320.214
Ativo não circulante	-	-	4.691	5.100
Passivo circulante	-	-	(1.834.962)	(2.262)
Passivo não circulante	-	-	(21.002)	(45.093)

Em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação de preços do petróleo (*brent*).

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Preço médio (US\$)	Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025			31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
NDF										
3R Offshore	2.520.000	2.400.000	2026	63,63	836.931	835.262	(1.126.110)	(797.347)	(289.178)	37.915
3R Bahia	200.000	200.000	2026	65,85	68.739	621.816	(101.444)	(565.278)	(32.704)	61.270
3R Potiguar *	1.366.000	1.700.000	2026	66,16	471.691	-	(642.220)	-	(170.528)	-
Brava	7.870.000	5.708.333	2026 - 2027	64,14	2.634.769	2.007.843	(3.370.339)	(1.899.776)	(735.571)	108.067

* Inclui NDF de *heating oil / crack* no total de R\$ 18.321 referente a 133.000 barris.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Preço médio (US\$)		Posição líquida ao valor justo	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025		Put	Call	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Collar							
3R Bahia	-	245.000	-	-	-	-	2.520
3R Potiguar	457.000	1.311.000	2026	62,17	72,00	(64.733)	18.805
Brava	4.849.899	4.139.999	2026 - 2027	64,94	76,00	(483.890)	71.837

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Preço médio (US\$)	Valor justo das opções de venda, posições compradas
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025			
PUT					
3R Bahia	145.000	300.000	2026	61,38	43
3R Potiguar	280.000	600.000	2026	60,71	182
Brava	300.000	-	2026	70,00	10.005

Categoria dos instrumentos financeiros

O CPC 46 (IFRS 13) define valor justo como o valor que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas. A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis).

O CPC 40 (R1) (IFRS 7) estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Na medida do possível a Companhia usa dados observáveis de mercado para mensurar o valor justo de um ativo ou passivo que são classificados considerando as entradas usadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em um mercado ativo que são observáveis para ativos e passivos idênticos na data da mensuração.

Nível 2 – preços são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente ou indiretamente, em um mercado ativo para ativos ou passivos similares ou em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos.

Nível 3 – preços provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado para o ativo ou passivo que não estão baseados em dados de mercado observáveis (preços inobserváveis).

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A tabela a seguir apresenta os valores contábeis dos ativos e passivos financeiros incluindo os seus níveis na hierarquia do valor justo, quando aplicáveis:

	Nível	Controladora		Consolidado	
		31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	-	381.594	279.024	1.148.046	889.391
Aplicações financeiras	-	2.340.894	2.672.306	6.721.859	7.575.425
Caixa restrito	-	375.537	331.471	417.441	373.635
Contas a receber de terceiros	-	56.194	55.515	856.488	371.363
Adiantamentos	-	3.833	1.266	123.976	106.444
Contas a receber com partes relacionadas	-	827.680	601.950	-	-
Debêntures - Partes relacionadas	-	431.657	452.065	-	-
		4.417.389	4.393.597	9.267.810	9.316.258
Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Fornecedores	-	891.256	1.036.252	2.100.272	1.978.235
Empréstimos e financiamentos	-	1.139.542	559.254	3.808.000	3.569.870
Debêntures	-	12.039.581	12.878.187	12.039.581	12.878.187
Adiantamento de clientes	-	301	-	664.584	923.736
Contas a pagar - partes relacionadas	-	19.535	66.633	-	-
Arrendamentos	-	3.977.640	4.231.276	3.984.549	4.240.479
Outras obrigações	-	336.612	303.582	457.957	443.345
		18.404.467	19.075.184	23.054.943	24.033.852
Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	14.696	179.904	45.457	325.314
		14.696	179.904	45.457	325.314
Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	1.240.463	45.093	1.855.964	47.355
Valores a pagar por aquisições	2	-	-	1.003.553	1.545.176
		1.240.463	45.093	2.859.517	1.592.531

Os ativos e passivos financeiros mensurados ao custo amortizado apresentados acima possuem os seus valores similares aos valores justos devido às suas características, de liquidez, realização e reconhecimento, com exceção das debêntures, do *bond notes* e das aplicações financeiras TRS da 3R Lux. Em 31 de março de 2026, o valor justo das debêntures é de R\$ 12.587.783 avaliado em nível 2 (R\$ 12.714.822 em 31 de dezembro de 2025), do *bond notes* é de R\$ 2.678.387 avaliado em nível 2 (R\$ 2.840.146 em 31 de dezembro de 2025) e da aplicação financeira TRS é de R\$ 2.632.469 (R\$ 2.856.300 em 31 de dezembro de 2025).

b) Gerenciamento de riscos

As atividades da Companhia e suas controladas as expõem a diversos fatores de riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco cambial, risco de volatilidade no preço das ações, risco de taxa de juros), risco de crédito e risco de liquidez.

A Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco. As diretrizes de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta para definir limites de riscos e controles apropriados e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos.

Risco de liquidez

Representa o risco de escassez de caixa e/ou dificuldade de converter ativos em caixa que pode comprometer a capacidade da Companhia honrar suas dívidas. A Companhia procura alinhar o vencimento de suas dívidas com o período de geração de caixa para evitar o descasamento e gerar a necessidade de maior alavancagem.

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31 de dezembro de 2025					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	1.036.252	508.098	87.081	62.201	378.873
Empréstimos e financiamentos	559.254	184.842	280.387	39.890	-
Debêntures	12.878.187	565.871	5.042.720	5.674.140	1.286.372
Arrendamentos	4.231.276	170.881	8.546.636	291	-
Outras obrigações	303.582	183.298	-	125.809	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	1.978.235	1.450.081	89.776	62.201	378.873
Empréstimos e financiamentos	3.569.870	473.764	299.141	53.194	2.659.300
Debêntures	12.878.187	565.871	5.042.720	5.674.140	1.286.372
Adiantamento de Clientes	923.736	923.736	-	-	-
Derivativos	47.355	2.262	45.093	-	-
Valores a pagar por aquisições	1.545.176	727.276	898.549	-	-
Outras obrigações	443.345	320.001	-	125.809	-

31 de março de 2026					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	891.256	402.066	94.402	94.402	300.386
Empréstimos e financiamentos	1.139.542	188.172	944.851	873.983	-
Debêntures	12.039.581	818.466	9.997.840	11.712.908	2.390.431
Arrendamentos	3.977.640	166.717	7.973.851	-	-
Outras obrigações	336.612	215.560	-	126.674	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	2.100.272	1.551.605	95.703	94.402	300.385
Empréstimos e Financiamentos	3.808.000	269.508	982.360	6.119.992	-
Debêntures	12.039.581	818.466	9.997.840	11.712.908	2.208.117
Adiantamento de clientes	664.584	664.584	-	-	-
Arrendamentos	3.984.549	172.215	7.975.262	-	-
Derivativos	1.855.964	1.834.962	21.002	-	-
Valor a pagar por aquisições	1.003.553	602.010	451.238	-	-
Outras obrigações	457.957	333.845	-	126.674	-

Risco de crédito

O risco refere-se principalmente ao risco de contraparte das disponibilidades, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber e instrumentos financeiros da Companhia. O risco de crédito é administrado corporativamente. Para bancos e outras instituições financeiras, são aceitos somente títulos de entidades de reconhecida liquidez e independentemente classificadas com *rating* mínimo "A" na escala de *Standard and Poor's*. Para minimizar os riscos de crédito de instrumentos derivativos, a Companhia e suas controladas mantêm relacionamento com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* entre A+/A1 e AAA pela *Standard & Poor's*, *Fitch* e *Moody's*.

No segmento de *upstream* as vendas para entidades fora do grupo econômico estão concentradas em grandes companhias do setor no mercado nacional, sendo majoritariamente comercializadas através de contratos firmados e sem histórico de inadimplência. Para o segmento de *mid and downstream* as vendas são realizadas para grandes distribuidores atuantes no mercado internacional com curtíssimo prazo de recebimento. Sendo assim, a Administração considera que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado. O risco de mercado compreende três tipos de risco: risco de taxa de juro, risco de moeda e risco de preço.

Risco de taxas de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa das flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos captados, debêntures, valores a pagar por aquisições e outras obrigações.

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto demonstram a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 25% e 50% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes. A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a incorrer, nos próximos 12 meses, com despesas pela Companhia com os juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025.

Em 31 de dezembro de 2025			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	633.757	759.043	881.565
IPCA	568.521	623.272	678.595
SOFR / LIBOR	61.609	70.564	80.319
Total	1.263.887	1.452.879	1.640.479

Em 31 de março de 2026			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	633.757	759.043	881.565
IPCA	568.521	623.272	678.595
Total	1.202.278	1.382.315	1.560.160

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

Risco de moeda (taxa de câmbio)

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de câmbio do dólar americano que reduzam valores nominais faturados ou aumentem passivos financeiros e obrigações assumidas nas transações em moeda estrangeira registradas no balanço da Companhia. O quadro abaixo demonstra a exposição cambial líquida em dólar:

	Consolidado	
	31 de março de 2026	31 de dezembro de 2025
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	32.869	7.014
Aplicações financeiras	6.743.201	7.597.391
Contas a receber de terceiros	432.212	31.975
Caixa restrito	40.688	42.552
Créditos a receber - Yinson	2.302.894	-
Derivativos	45.457	325.314
Passivos		
Fornecedores	(699.145)	(706.386)
Empréstimos e financiamentos	(3.283.120)	(3.338.062)
Debêntures	(12.039.581)	(12.878.187)
Derivativos	(1.855.964)	(47.355)
Passivo de arrendamento	(3.896.700)	(4.028.982)
Valores a pagar por aquisições	(1.003.553)	(1.545.176)
Total da exposição cambial líquida	(13.180.742)	(14.539.902)

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Uma valorização (desvalorização) possível do real frente ao dólar em 31 de março de 2026 afetaria a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira com impactos entre ativos e passivos demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

Ativo	Consolidado				
	Risco	31 de março de 2026	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	32.869	34.006	30.605	27.205
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	6.743.201	6.976.527	6.278.874	5.581.222
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	40.688	42.096	37.886	33.677
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	432.212	447.167	402.450	357.734
Derivativos	Desvalorização do dólar	45.457	47.030	42.327	37.624

Passivo	Risco	31 de março de 2026	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(699.145)	(723.337)	(795.671)	(868.004)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.283.120)	(3.396.721)	(3.736.393)	(4.076.065)
Debêntures	Valorização do dólar	(12.039.581)	(12.456.171)	(13.701.788)	(14.947.406)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.003.553)	(1.038.278)	(1.142.106)	(1.245.935)
Derivativos	Valorização do dólar	(1.855.964)	(1.920.183)	(2.112.201)	(2.304.221)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(3.896.700)	(4.031.533)	(4.434.686)	(4.837.840)

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a taxa média de câmbio projetada e divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN em 26 de dezembro de 2025 referente às expectativas de mercado para o período findo em 31 de março de 2026 (US\$ 1/R\$ 5,40). No cenário possível esta projeção foi majorada na tabela de 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada em 20%, ambas em relação ao cenário provável para o risco de valorização do dólar e, reduzida, na mesma proporção, em ambos os cenários, para o risco de desvalorização do dólar. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Em 31 de dezembro de 2025 os cenários estão demonstrados abaixo, considerando a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN (US\$ 1,00/R\$ 5,44). No cenário possível esta projeção foi majorada e reduzida em 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada e reduzida em 20%, conforme o risco.

Ativo	Consolidado				
	Risco	31 de dezembro de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	7.014	6.934	6.241	5.547
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	7.597.391	7.511.233	6.760.110	6.008.986
Caixa Restrito	Desvalorização do dólar	42.552	42.069	37.862	33.655
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	31.975	31.612	28.451	25.290
Derivativos	Desvalorização do dólar	325.314	321.625	289.463	257.300

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(706.386)	(698.375)	(768.213)	(838.050)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.338.062)	3.300.207	(3.630.228)	(3.960.248)
Debêntures	Valorização do dólar	(12.878.187)	(12.732.142)	(14.005.356)	(15.278.571)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.545.176)	(1.527.653)	(1.680.418)	(1.833.185)
Derivativos	Valorização do dólar	(47.355)	(46.818)	(51.500)	(56.183)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(4.028.982)	(3.983.291)	(4.381.620)	(4.779.949)

Total da exposição líquida		(14.539.902)	(7.774.599)	(17.395.208)	(20.415.408)
-----------------------------------	--	---------------------	--------------------	---------------------	---------------------

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Risco de preço

Os riscos de preços para a Companhia são provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos têm como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto e longo prazo. A tabela de sensibilidade abaixo analisa a variação no preço do Brent e o efeito no resultado do período da marcação a mercado e da liquidação dos contratos de NDF e collars em três cenários: (i) cenário provável considerando os últimos preços de fechamento no mercado dos contratos futuros em aberto (US\$ 87,38 para 2026 e US\$ 74,01 para 2027); (ii) cenário possível, considerando desvalorização de 10% sobre os preços do cenário provável; e (iii) cenário remoto, considerando desvalorização de 20% sobre os preços do cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Passivo	Risco	31 de março de 2026	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do Brent	(1.810.507)	(1.658.586)	(943.013)	(305.001)
Total da exposição líquida		(1.810.507)	(1.658.586)	(943.013)	(305.001)

Ativo	Risco	31 de dezembro de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do Brent	325.314	300.482	813.356	1.348.559
Total da exposição líquida		325.314	300.482	813.356	1.348.559

36 . Compromissos assumidos

Abaixo apresentam-se compromissos assumidos pela Companhia em 31 de março de 2026:

a) Parcela *Gross Overriding Royalties*: Pagamento contingente de 3% sobre a receita bruta auferida pela Companhia decorrente do desenvolvimento de blocos exploratórios específicos da Companhia, caso este ocorra durante período de no máximo 10 anos.

b) Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão. O valor de venda da transação foi de US\$ 1,5 milhões, a ser pago em duas parcelas, sendo US\$ 300 mil pagos na assinatura do contrato e US\$ 1,2 milhões no fechamento da transação, sem considerar os ajustes acordados calculados a partir do *effective date* (1º de janeiro de 2020).

37 . Seguros

A Companhia tem um programa de gerenciamento de riscos com o objetivo de delimitá-los contratando no mercado coberturas compatíveis com o seu porte e operação. As coberturas foram contratadas por montantes considerados suficientes pela Administração para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações e a orientação de seus consultores de seguros.

Em 31 de março de 2026 a Companhia apresentava as seguintes principais apólices de seguro contratadas com terceiros apresentados em reais ou dólar, quando aplicável:

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR em 31 de março de 2026

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Riscos cobertos	Montante de cobertura (R\$)	Montante de cobertura (US\$)
Seguro de responsabilidade Civil por danos materiais e ambientais causados pelo FPSO (P&I)	-	1.300.000.000
Seguro de Responsabilidade Civil Geral - ATI	-	50.000.000
Seguro de Responsabilidade Civil Administradores e Diretores	300.000.000	-
Seguro de Operador Portuário - ATI	-	10.000.000
Seguro de Riscos Nomeados e Operacionais - ATI	-	440.000.000
Seguro Garantia Descomissionamento	4.073.586.973	-
Seguro Garantia Programa Exploratório Mínimo	231.688.835	-
Seguro garantia e fiança locatícia	95.410.786	-
Seguro Compreensivo Empresarial - Escritório Corporativo	60.774.500	-
Seguro de Construção - Instalação FPSO Atlanta e desinstalação FPSO Petrojarl	-	-
Seguro de Riscos de Petróleo – Energy package	-	3.028.828.016
Seguro Riscos Cibernéticos	100.000.000	-
Seguros DEPEM e RETA (Drones)	134.821	-

38 . Eventos subsequentes

Relatório de Certificação de Reservas

A Companhia concluiu em 15 de abril de 2026, através das certificadoras internacionais independentes DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates, a reavaliação das reservas dos ativos agrupados por bacia, na data-base de 31 de dezembro de 2025. A certificação contempla 100% dos ativos *onshore* da Bacia Potiguar e da Bacia do Recôncavo.

Nos ativos *offshore*, foram considerados 80% de Atlanta, 45% de Manati, 23% de Parque das conchas (BC-10), 100% de Peroá e Ubarana e 62,5% de Papa-Terra. Os campos de águas rasas no Rio Grande do Norte, Pescada, não foram incluídos no escopo da certificação.

Considerando o portfólio consolidado, a Companhia passa a dispor de 459 milhões de barris de óleo equivalente (“boe”) de reservas provadas (1P) e 611 milhões de boe de reservas provadas mais prováveis (2P) considerando os ativos mencionados acima.

A Administração entende que, em 31 de dezembro de 2025, as reservas estimadas apresentadas nesta certificação permanecem como a melhor estimativa da Companhia.

Notificação recebida relativa à aquisição de ações e OPA (“Oferta Pública de Aquisição”)

Em 23 de abril de 2026, a Companhia recebeu carta da Ecopetrol S.A., sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia da República da Colômbia, com sede em Bogotá D.C., referente à aquisição de ações da Companhia atualmente detidas por determinados acionistas, sujeita ao cumprimento de condições precedentes. A referida carta contempla ainda a potencial realização de oferta pública voluntária para aquisição de ações adicionais de emissão da Companhia, nos termos e condições nela descritos.

Celebração do acordo para venda da participação da Brava na unitização de Jubarte

Em 27 de abril de 2026, a Companhia celebrou com a Petrobras acordo de venda de 100% de uma porção do ring-fence do Campo de Argonauta (Concessão BC-10), na Bacia de Campos, detida pelo consórcio do qual faz parte em conjunto com a Shell e com a ONGC Campos Ltda. (“ONGC”). A porção vendida é referente a área do Campo de Argonauta que detém 0,86% da jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte, relacionada ao AIP vigente desde 1º de agosto de 2025.

O valor total da transação é composto pelo somatório de R\$ 700 milhões e US\$ 150 milhões, cujo pagamento ocorrerá em três parcelas: (i) a 1ª parcela, no valor de R\$ 100 milhões, no fechamento da operação (“Closing”); (ii) a 2ª parcela, no valor de R\$ 600 milhões, em 15 de janeiro de 2027 ou no Closing, o que ocorrer mais tarde; e (iii) a 3ª parcela, no valor de US\$ 150 milhões, dois anos após o Closing. Os valores estão sujeitos a ajustes de preço definidos no contrato. A Companhia fará jus ao valor relativo à sua participação no consórcio, correspondente à 23% sobre o valor total da transação. A conclusão da operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes previstas no contrato de compra e venda, incluindo a aprovação pela ANP

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR
em 31 de março de 2026**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Atualização sobre arbitragem relativa ao consórcio do Campo de Papa-Terra

Em 30 de abril de 2026, a Procuradoria Federal junto à ANP emitiu o despacho nº 00829/2026/PFANP/PGF/AGU aprovando o parecer nº 00088/2026/PFANP/PGF/AGU, que autoriza a 3R Offshore a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pela NTE no Consórcio do Campo de Papa-Terra.

Richard Kehrler Kovacs
Diretor-Presidente

Luiz Carvalho
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Mauro Braz Rocha
Gerente Executivo de Controladoria
CRC-RJ 080.124/O-9

Leandro Nonato da Cunha
Gerente de Contabilidade
CRC-RJ 082.934/O

DECLARAÇÃO DE REVISÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E DO PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES PELOS DIRETORES

Em atendimento aos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Brava Energia S.A. ("Companhia") (doravante "Diretoria Executiva"), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010, com sede na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro/RJ, declaram que:

1. Reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), relativas ao período findo em 31 de março de 2026.

2. Declaram ainda que reviram e discutiram as opiniões expressas no relatório das demonstrações financeiras da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda. relativamente às demonstrações financeiras da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards - IFRS*) relativas ao período findo em 31 de março de 2026.

Rio de Janeiro, 6 de maio de 2026.

Richard Kehrner Kovacs
Diretor-Presidente

Luiz Carvalho
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Carlos Travassos
Diretor de Operações Offshore

Jorge Boeri
Diretor de Operações Onshore

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA

O Comitê de Auditoria Estatutário da Brava Energia S.A. ("Brava Energia"), no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu a análise das informações trimestrais - ITR da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes relativos ao período findo em 31 de março de 2026.

Tendo em vista (i) as informações prestadas pela Administração da Companhia e (ii) as informações contidas na minuta do relatório dos auditores independentes, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., bem como as atividades desempenhadas e acompanhadas pelo Comitê durante o período findo em 31 de março de 2026, os membros do Comitê recomendaram a aprovação dessas demonstrações financeiras pelo Conselho de Administração da Companhia.

Rio de Janeiro, 5 de maio de 2026.

MATEUS TESSLER ROCHA

Coordenador do Comitê de Auditoria e Presidente do Conselho de Administração

HARLEY LORENTZ SCADOELLI

Membro do Comitê de Auditoria

GUILHERME GARCIA DE FREITAS

Membro do Comitê de Auditoria

ANDRÉ MARCELO DA SILVA PRADO

Membro do Comitê de Auditoria