

Divulgação de
Resultados
2T25

BRAVA



Resultados | 2T25

Rio de Janeiro, 06 de agosto de 2025 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) apresenta os resultados referentes ao segundo trimestre de 2025 (“2T25”). **As informações trimestrais do 2T25 serão apresentadas comparativamente às informações proforma trimestrais do 2T24, considerando a soma dos resultados da Brava (antiga 3R Petroleum) e Enauta antes da data efetiva de incorporação.**

Os resultados proforma são baseados em informações disponíveis e atribuíveis à combinação de negócios e visam ilustrar o impacto desta combinação sobre informações financeiras e operacionais históricas. Não há qualquer asseguração por parte de auditores independentes ou da Companhia de que o resultado da transação teria sido conforme apresentado caso fosse concluída em 1º de janeiro de 2024, assim como os dados operacionais não fizeram parte do escopo de revisão dos auditores.

Os valores, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas e em Reais (R\$), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (CPC) e os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS).

Principais indicadores	2T25	2T24 proforma	Δ A/A	1T25	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	3.142,4	3.129,1	0,4%	2.874,3	9,3%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	1.330,2	1.031,3	29,0%	1.070,0	24,3%
Margem EBITDA Ajustada	42,3%	33,0%	9,4 p.p.	37,2%	5,1 p.p.
Produção Média Total ¹ (kboe/dia)	85,9	59,6	44,2%	70,8	21,3%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	71,7	48,6	47,5%	58,5	22,5%
Produção média diária de gás (kboe/dia)	14,2	11,0	29,5%	12,3	15,3%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	62,7	76,8	(18,4%)	67,1	(6,7%)
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	5,7	7,8	(26,9%)	6,1	(6,6%)
Lifting Cost (incluindo afretamento) (US\$/boe)	17,4	22,6	(23,0%)	20,0	(13,0%)

¹corresponde à participação detida pela Companhia em cada ativo do portfólio. ² inclui transações *intercompany*.

DESTAQUES DO TRIMESTRE E EVENTOS SUBSEQUENTES

Destaques operacionais: recordes de produção em sequência

- **Renovação do recorde de produção trimestral no 2T25, alcançando 85,9 mil boe/d, +21,3% T/T,** seguido pelo recorde de produção mensal em julho, com o registro da média diária de 90,9 mil boe, +6% quando comparado ao 2T25.
- **Evolução operacional em Atlanta:** conexão de quatro poços, sendo dois (4H e 5H) iniciados no 2T25 e dois (2H e 3H) em julho, totalizando seis poços conectados ao FPSO. Em julho, o ativo atingiu a produção de 37,0 mil boe/d em julho (100% do ativo), +3% frente ao 2T25.
- **Ganho de escala e eficiência operacional em Papa-Terra:** durante o primeiro semestre de 2025 o ativo apresentou o melhor nível de eficiência operacional desde sua aquisição em dezembro de 2022. Em julho, o ativo apresentou o maior nível de produção mensal desde 2T21, alcançado 19,6 mil boe/d (100% do ativo), um aumento de 3% versus 2T25.

- Brava assume a operação do Terminal Aquaviário de Guamaré (RN) no 2T25. A mudança proporcionará redução de custos e otimização da gestão da infraestrutura do *Downstream* da bacia Potiguar.

Destaques financeiros: métricas mais eficientes e otimização da estrutura de capital

- Fluxo de caixa livre robusto, impulsionado por crescimento do fluxo de caixa operacional¹, que alcançou R\$ 1,6 bilhão (~ US\$ 295 milhões) e redução do fluxo de caixa de investimentos para R\$ 813 milhões (~US\$ 149 milhões)
- Receita líquida recorde de R\$ 3.142 milhões, no 2T25, +9,3% T/T: impulsionada pela maior eficiência operacional do segmento *offshore*, que contribuiu com 62% do total da receita *upstream*.
- EBITDA Ajustado recorde de R\$ 1.330 milhões (US\$235 milhões) no 2T25, um aumento de 24% na comparação T/T. A Margem EBITDA ajustada teve aumento de 5,1 p.p. no trimestre, atingindo 42,3%. Destaque para o segmento *offshore* que atingiu EBITDA ajustado de R\$ 796 milhões no 2T25, um aumento de 72% T/T, impulsionado por forte Margem EBITDA Ajustada de 51,5%, +11,6 p.p. T/T.
- *Lifting cost* médio (sem afretamento) alcançou US\$ 15,0 no 2T25, redução de 13,1% T/T, com destaque para redução de 21,5% no segmento *offshore* que atingiu US\$ 14,0 (sem afretamento).
- A Companhia concluiu, ao longo dos meses de julho e agosto, importantes marcos em seu processo de *liability management*, dentre os quais se destacam:
 - ✓ o pré-pagamento da Debênture Potiguar (US\$ 500MM) utilizando recursos de uma nova emissão, com expressiva redução de custo e melhor perfil de amortização;
 - ✓ pré-pagamento das Debêntures da 2ª Série da 1ª Emissão, com utilização de recursos do caixa no montante de ~US\$ 119 milhões (principal);
 - ✓ antecipação dos recebíveis do FPSO Atlanta: (i) recebimento de US\$ 260 milhões, e adicionalmente proporciona (ii) efeitos positivos na geração de caixa operacional pelos próximos três anos, em valor presente estimado acima de USD 40 milhões.
- Celebração de acordo de acionistas representando, aproximadamente, 21% do capital social da Companhia, em 23 de julho.
- Eleição de membros do Conselho de Administração em maio de 2025, passando a compor o órgão os Srs. Richard Kovacs e Halvard Idland, ambos com longa experiência nos setores financeiro e de energia.

Conferência em português	Conferência em inglês
07 de agosto de 2025 (quinta-feira)	
14:00 (BRT)	1:00 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: 870 8913 7183	
Senha: 352177	
	
Acesso à Conferência de Resultados 2T25: Clique aqui	

¹ Não considera contas a receber do parceiro em Papa-terra (Nova Técnica Energy) e ABEX realizado no período, impactado pelo FPSO Petrojarl.

Mensagem da Administração

Durante o 2T25, registramos uma grande evolução na eficiência dos nossos ativos, em especial no segmento offshore. Os investimentos direcionados ao sistema definitivo de Atlanta — incluindo a instalação de um novo FPSO, a perfuração de novos poços e a substituição do sistema de elevação de todos os poços por bombas mais robustas — se traduziram no maior patamar de produção histórica do ativo. Em Papa-Terra, os esforços voltados à recuperação da integridade da planta de processo e à manutenção corretiva dos sistemas navais resultaram em uma redução expressiva nos índices de indisponibilidade, com as unidades atingindo o maior nível de eficiência desde que foram incorporadas à nossa operação. Para fins de comparação, no último ano de operação do antigo operador, o *uptime* das unidades foi inferior a 30%; no primeiro semestre de 2025, ultrapassamos a marca de 85%.

No *onshore*, as campanhas de intervenção em poços, a evolução dos projetos de revitalização das plantas de processo e a instalação dos novos geradores de vapor proporcionaram estabilidade de produção, mesmo com a redução nas campanhas de perfuração nas bacias Potiguar e do Recôncavo. Seguimos apoiados por uma estrutura de custos cada vez mais enxuta e por processos contínuos de otimização e de captura de melhorias que serão perseguidas nos próximos trimestres. No segmento *downstream*, outro marco importante foi alcançado. Dois anos após a conclusão da aquisição do Polo Potiguar, assumimos integralmente a operação do Terminal Aquaviário de Guamaré, substituindo a Transpetro como subcontratada da Companhia. Essa transição consolida nossa autonomia operacional e amplia o controle sobre a cadeia logística, reforçando nossa capacidade de capturar valor adicional em nossos ativos em terra.

Nesse contexto, atingimos um recorde histórico de produção no 2T25, com média superior a 85 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d). Este recorde foi renovado em julho de 2025, quando atingimos a maior média mensal de produção da história da Brava Energia: 91 mil boe/d. Nosso desempenho operacional robusto também se refletiu nas finanças: registramos recordes históricos de receita líquida e EBITDA, com ganhos de margem geral e por segmento. Esses resultados evidenciam a solidez do nosso modelo integrado de negócios e a eficácia da constante otimização de custos em nossas operações. Encerramos o período com uma posição de caixa reforçada, acima de USD 900 milhões, e iniciamos a trajetória de desalavancagem da Companhia planejada para 2025.

Ainda como destaque financeiro, durante todo o primeiro semestre, trabalhamos intensamente em alternativas para melhoria de nossa estrutura de capital ("liability management"). Entre julho e agosto, algumas dessas iniciativas foram concretizadas: (i) o pré-pagamento da Debênture Potiguar (US\$ 500MM), utilizando recursos de uma nova emissão, com expressiva redução de custo e melhor perfil de amortização, (ii) o pré-pagamento das Debêntures da 2ª Série da 1ª Emissão (cerca de US\$ 125MM), instrumento de dívida que apresentava o maior custo entre as dívidas locais da Companhia, utilizando recursos do caixa, e (iii) a monetização dos recebíveis atrelados ao FPSO Atlanta, a qual contempla o recebimento de US\$ 260 milhões nesta data, e adicionalmente proporciona efeitos positivos na geração de caixa operacional pelos próximos três anos, em valor presente estimado acima de USD 40 milhões.

Ainda no trimestre, apresentamos ao mercado o primeiro Relatório de Sustentabilidade Integrado da Brava Energia, documento que reúne de forma transparente nossas ações, metas e compromissos ESG. Trata-se de mais um passo em direção a uma atuação responsável, alinhada às melhores práticas globais de governança e sustentabilidade.

Por fim, gostaríamos de lembrar que em 1º de agosto de 2025, celebramos um ano da fusão entre a 3R Petroleum e a Enauta Energia, um movimento estratégico que deu origem à Brava Energia. Os resultados obtidos ao longo dos últimos 12 meses são fruto direto do trabalho dedicado de nossas equipes, da integração eficiente dos ativos e da confiança de nossos acionistas, parceiros e colaboradores. Seguimos firmes em nossa estratégia de crescimento com responsabilidade, alocação eficiente de capital e geração de valor sustentável aos nossos acionistas.

Administração da Brava Energia

ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A Brava está comprometida com a adoção e o aprimoramento contínuo das suas práticas ambientais, sociais e de governança corporativa (ESG), reconhecendo esses pilares como fundamentais para a execução de sua estratégia de longo prazo e geração de valor de forma sustentável. A Companhia promove a integração estruturada das práticas ESG anteriormente adotadas pela 3R Petroleum e pela Enauta Energia. Esse processo é conduzido com suporte integrado do Conselho de Administração e de diversas áreas envolvidas na Companhia, reforçando o alinhamento estratégico e operacional em torno da agenda ESG.

A estratégia de gestão climática é um dos pilares da agenda ESG da Companhia e foi fortalecido após a incorporação da Enauta Energia pela 3R Petroleum, consolidando as melhores práticas adotadas por ambas as empresas no passado. Nesse contexto, a Brava monitora e reporta as emissões de gases de efeito estufa (GEE), tanto nas operações diretas quanto na cadeia de valor em que está inserida, e concluiu, no 2T25, o primeiro Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Registro Público de Emissões do Programa Brasileiro GHG Protocol.

De forma complementar, visando assegurar a confiabilidade e a transparência dos dados reportados, a Brava pretende concluir o processo de asseguuração externa do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no segundo semestre de 2025. Essa iniciativa reforça o compromisso em implementar processos rigorosos e auditáveis na gestão de emissões, alinhando-se às melhores práticas internacionais e de mercado. Ainda no escopo de gestão climática, a Companhia participará do CDP (antigo *Carbon Disclosure Project*), por meio do envio das informações organizacionais relacionadas à gestão dos temas de Água e Clima.

Vale destacar os avanços no processo de adequação e conformidade perante as normas internacionais de reporte de sustentabilidade IFRS S1 e S2, por meio de um projeto de diagnóstico das práticas ESG, cujo resultado visa otimizar o mapeamento de processos e controles internos relacionados a temas materiais da Companhia.

Na esfera social, a Companhia busca promover o bem-estar das comunidades onde atua e fomenta o desenvolvimento por meio de projetos e iniciativas que priorizam a educação, os direitos humanos e o respeito socioambiental. Nesse sentido, no âmbito do Programa INTERAGIR, foram desenvolvidas ações relevantes nas comunidades de Caroba e Passé, no município de Candeias (BA). Em parceria com o Sesi-BA, foi realizada uma oficina de Aproveitamento Integral de Alimentos, com foco na alimentação saudável, na redução do desperdício e na geração de renda, voltada especialmente para mulheres da comunidade de Caroba. Já na comunidade quilombola de Passé, a Companhia apoiou a realização do 1º Festival de Moqueca Quilombo de Passé, iniciativa que fortalece a valorização cultural, os saberes tradicionais e o protagonismo comunitário. A Brava também patrocina eventos como a "Corrida das Estações" na Bahia, Rio Grande do Norte e no Rio de Janeiro, incentivando a prática de esportes, promovendo a qualidade de vida e a integração entre seus colaboradores.

Ainda no 2T25, a Companhia publicou sua Cartilha de Diversidade, que estabelece um guia prático com conceitos essenciais, dicas de convivência e *insights* para construir um ambiente de trabalho e relação com *stakeholders* mais respeitosos e acolhedor, bem como realizou seu primeiro censo interno para ampliar o conhecimento da força de trabalho e suportar o desenvolvimento da cultura organizacional.

Além das iniciativas listadas acima, está em curso a elaboração da Matriz de Impacto Social da Brava, com o objetivo de categorizar projetos elegíveis para investimento social privado por meio das leis de incentivo. A iniciativa visa garantir maior efetividade na alocação dos recursos e assegurar que os projetos apoiados estejam alinhados aos valores e diretrizes estratégicas da Companhia, fortalecendo o compromisso da Brava com o desenvolvimento social e a geração de valor compartilhado.

Desempenho Operacional

A seguir, são apresentados os resultados operacionais da Brava, com base no *portfólio* atual da Companhia, composto pelos segmentos *upstream* (*onshore* e *offshore*) e *downstream*.

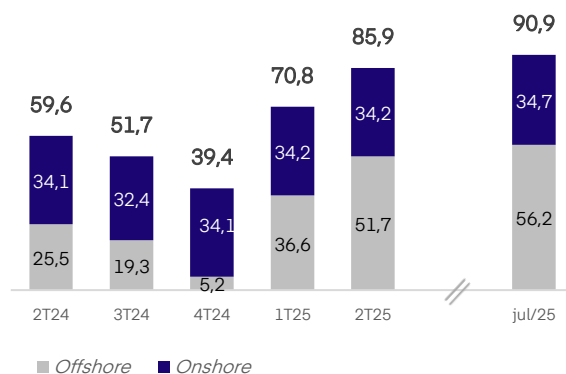
Resultados Operacionais		3T24	4T24	1T25	2T25	T/T
Brent Médio ¹	US\$/bbl	80,3	74,7	75,7	67,9	(10,4%)
Preço venda óleo ²	US\$/bbl	75,2	68,9	67,1	62,7	(6,7%)
Preço venda gás ²	US\$/MMBTU	7,3	6,9	6,1	5,7	(6,6%)
Dólar médio	-	5,54	5,84	5,85	5,67	(3,2%)
Dólar <i>EoP</i>	-	5,45	6,19	5,74	5,46	(5,0%)
Upstream						
Produção Total ³	kboe/d	51,7	39,4	70,8	85,9	21,3%
Onshore	kboe/d	32,4	34,1	34,2	34,2	-
Offshore	kboe/d	19,3	5,2	36,6	51,7	41,2%
Óleo	kbbbl/d	41,2	29,2	58,5	71,7	22,6%
Gás	kboe/d	10,5	10,2	12,3	14,2	15,3%
	MMm ³ /d	1.673,2	1.614,4	1.956,5	2.255,4	15,3%
Volume venda Óleo ²	MMbbl	3,2	2,8	5,2	6,3	22,6%
Volume venda Gás ²	MMm ³	107,5	102,4	132,7	187,2	41,0%
Volume venda Total	MMboe	3,9	3,4	6,0	7,5	25,1%
Downstream						
Volume de venda	MMboe	3,2	3,4	3,1	3,2	3,6%

(1) Fonte: *Dated Brent (Platts)*; (2) Inclui as operações intercompany; (3) Os dados proforma do 3T24 consideram Atlanta e Manati e o aumento da participação em Papa-Terra (de 53,13% para 62,5%) e Peroá (de 85% para 100%), com o objetivo de gerar comparabilidade com o período anterior à incorporação da Enauta e da Maha Energy pela Brava, concluída em 1º de agosto de 2024. Vale destacar que os dados proforma não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso a incorporação tivesse sido finalizada antes dessa data.

Upstream

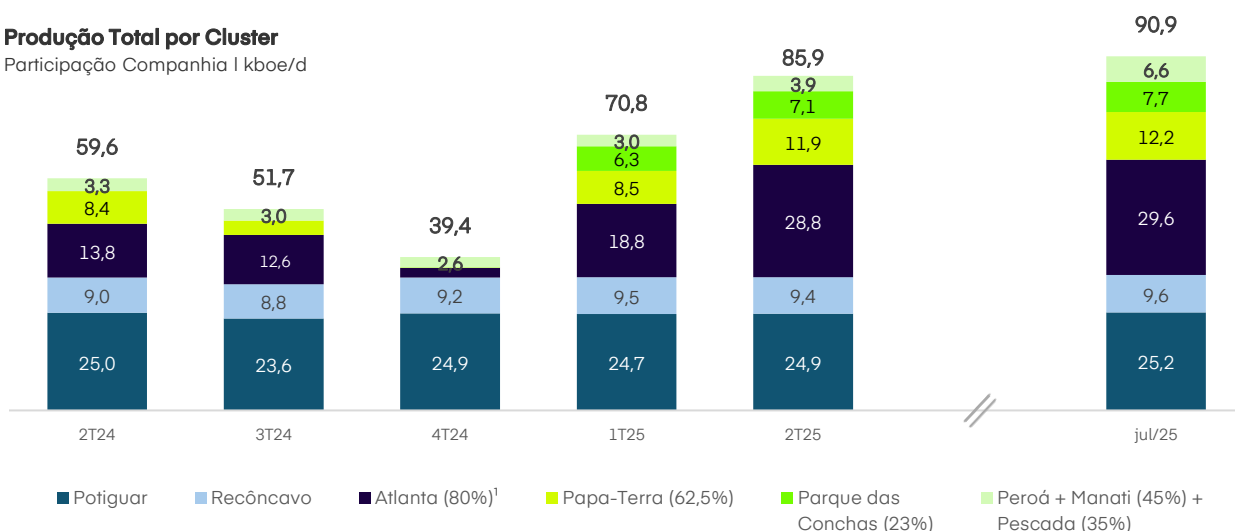
A Brava renovou o seu recorde de produção trimestral no 2T25, alcançando média diária de 85,9 mil boe, +44,2% em relação ao 2T24 e +21,3% frente ao 1T25. Este resultado reflete o avanço do *offshore* e a produção estável do segmento *onshore*. O resultado no 2T25 foi seguido pelo recorde de produção mensal em julho, alcançando a média diária de 90,9 mil boe, um aumento de 5,9% quando comparado com o 2T25. A melhoria contínua dos resultados de produção é reflexo da evolução da eficiência operacional e do ganho de escala no segmento *offshore*, com destaque para Atlanta e Papa-Terra.

Onshore vs Offshore
kboe/d



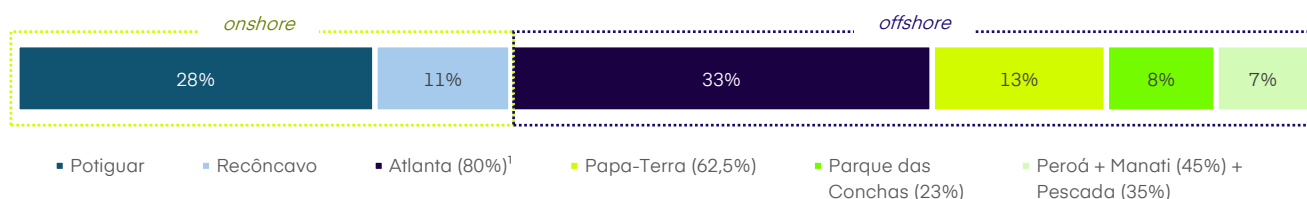
Produção Total por Cluster

Participação Companhia | kboe/d



⁽¹⁾ considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

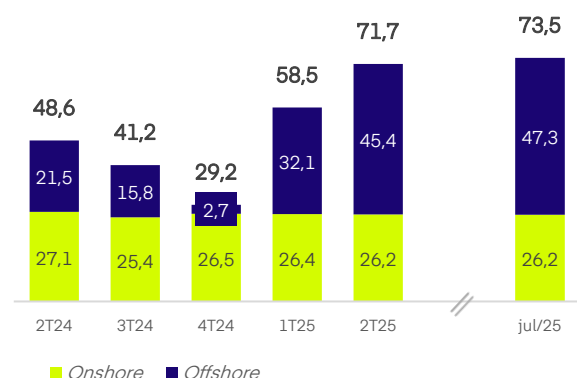
A seguir, é apresentada a distribuição da produção média total, em julho de 2025, entre os ativos do portfólio, sendo 39% referente ao segmento *onshore* e 61% ao *offshore*.



Óleo

Produção de Óleo | Onshore vs Offshore

Participação Companhia | kbb/d



A produção média diária de óleo alcançou 71,7 mil barris (bbl/d) no 2T25, +47,5% A/A e +22,5% T/T, representando 83% da produção média do período. Já em julho, a produção de óleo atingiu 73,5 mil bbl/d, +2,6% quando comparado com o resultado do 2T25.

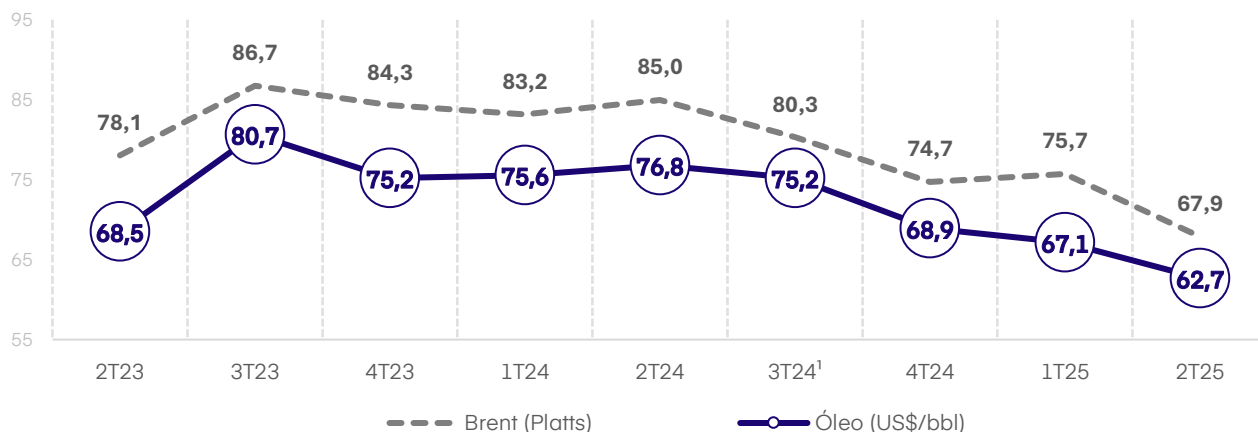
O resultado no 2T25 é explicado por: (i) aumento do volume de produção em Atlanta, suportada pela conexão dos poços 4H e 5H durante o trimestre, (ii) maior eficiência em Papa-terra; e (iii) aumento da produção em Parque das Conchas +10,5% T/T, após intervenções em poços para substituição de bombas.

Durante o 2T25, a Companhia realizou a venda de 6.333 mil barris de óleo (bbl), +22,6% T/T, a um preço médio de US\$ 62,7/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, representando 92% do valor de referência do *Brent*² médio do período. O desempenho comercial é justificado, principalmente: (i) pelo maior volume vendido de Atlanta e Papa-terra, + 62,7% e 47,8% T/T, respectivamente, em razão do aumento da escala de produção no 2T25, (ii) pela estabilidade do segmento *onshore*, parcialmente compensado (iii) pela retração do *Brent*

² Fonte: Platts (*brent* médio no 2T25 de 67,9).

e câmbio médio no período, -10,4% T/T e -3,2% T/T, respectivamente. Além disso, no 2T25, em função da posição de derivativos em óleo, a Companhia recebeu (efeito caixa) R\$ 78,3 milhões (ou US\$ 14,3 milhões) pela liquidação dos instrumentos no trimestre, representando um ganho médio por barril de óleo vendido no período de 2,2 US\$/boe.

Preço Médio de Venda do Petróleo¹ (US\$/bbl)



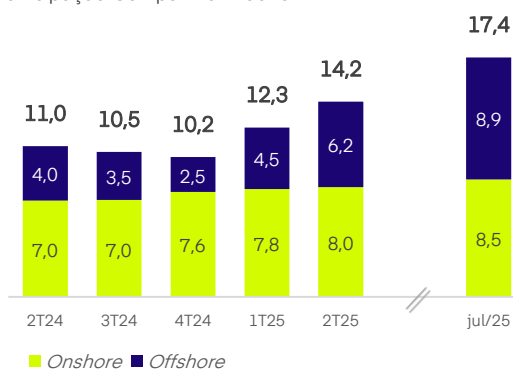
¹ Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro, inclusive, e do Campo de Manati. No comparativo histórico, apenas os dados de 3R.

A comercialização do óleo é suportada pela diversificação da base de clientes e, no caso dos ativos *onshore*, pelo majoritário uso de oleodutos próprios de escoamento da produção até o ponto de venda. A logística facilitada e o acesso a diferentes alternativas de monetização se refletem em condições comerciais mais competitivas.

Gás

Produção de Gás | Onshore vs Offshore

Participação Companhia | kbbbl/d



A produção média diária de gás atingiu 14,2 mil boe (2.255 mil m³/d) no 2T25, +29,5% A/A e +15,3% T/T, correspondente a 17% da produção média diária do período. Em julho, a produção de gás atingiu 17,4 mil boe/d, +22,6% quando comparado com o resultado do segundo trimestre de 2025.

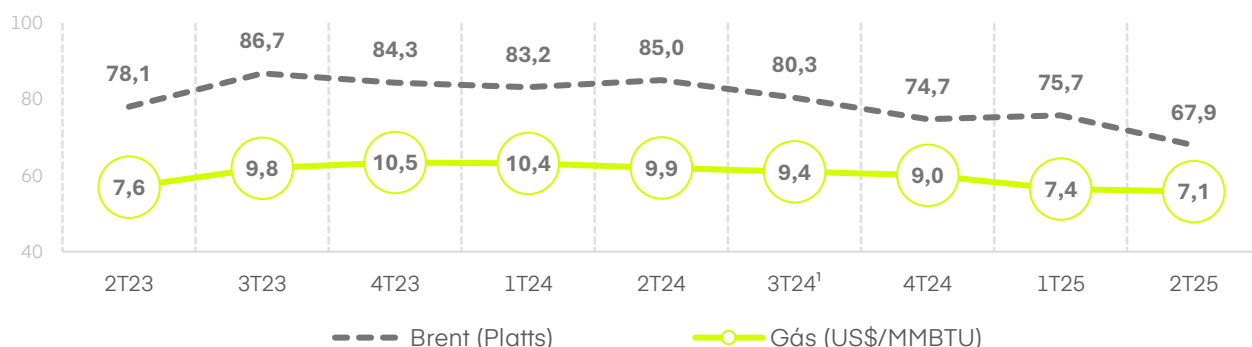
O desempenho no trimestre foi marcado: (i) pela retomada da produção em Manati, (ii) pelo incremento em Potiguar, decorrente das melhorias realizadas nas instalações e da reativação de poços, (iii) pelo aumento da produção em Parque das Conchas, +42,2% T/T, parcialmente compensado, (iv) pela redução de volume em Peroá.

A venda de gás natural somou 7,0 milhões de MMBTU, +41,0% T/T, a um preço médio de US\$ 5,7/MMBTU³. Considerando somente a venda para terceiros, sem considerar as operações *intercompany*, a Companhia comercializou 5,5 milhões de MMBTU de gás no 2T25, a um preço médio de US\$ 7,1/MMBTU, equivalente a 10,5% do valor de referência do *Brent* (medido em US\$ por MMBTU), aumento de +0,7 p.p.

³ Os preços de venda de gás natural registrados em Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. Os preços de venda de gás natural do Recôncavo e de Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

quando comparado com o percentual de referência do *brent* do trimestre anterior (T/T), devido a condições favoráveis de precificação nos contratos firmes.

Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros²



¹ No comparativo histórico até 3T24, apenas os dados de 3R.

² Não considera a venda de gás *intercompany*.

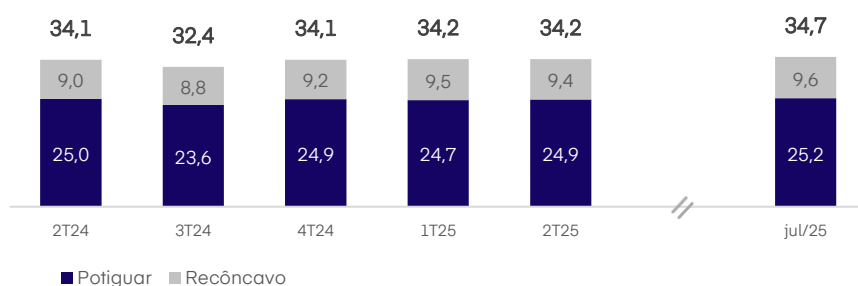
Onshore

O segmento é formado pelos ativos (i) Potiguar, no Rio Grande do Norte e Ceará, e (ii) Recôncavo, na Bahia. O 2T25 reforça a consistência operacional do segmento, com produção estável e capacidade para compensar o declínio, mesmo com redução do número de sondas em operação. O resultado é reflexo das atividades de reativação de poços em ambas as bacias e a ampliação da capacidade de injeção de vapor no Potiguar, que contribui para a recuperação secundária da produção.

Em julho, a produção do segmento atingiu 34,7 mil boe/d, +1,5% quando comparado com o resultado do 2T25, sendo 26,2 mil bbl/d referente a produção de óleo e 8,5 mil boe/d a produção de gás.

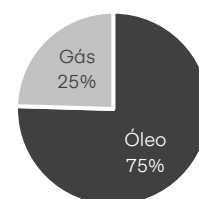
Produção Onshore

Portfólio Companhia I kboe/d



Perfil da Produção Onshore

julho - boe/d



Em termos comerciais, a venda de óleo do *onshore* somou 2.391 mil barris de óleo (bbl), +0,9% T/T, a um preço médio de US\$ 61,6/bbl, e a venda de gás totalizou 3,9 milhões de MMBTU, sendo:

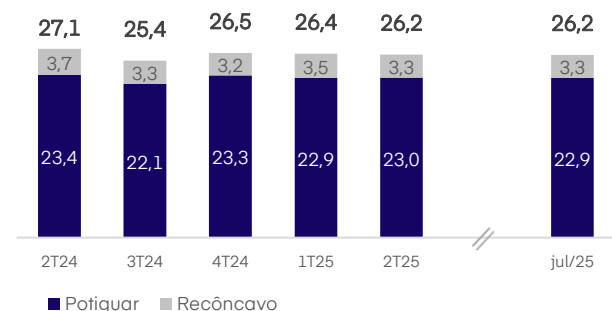
- (i) Potiguar: com volume de venda de óleo de 2.086 mil bbl, +1,4% T/T, a um preço médio de US\$ 61,0/bbl, e venda de gás⁴ *intercompany* de 1,2 milhões de MMBTU.

⁴ A produção de gás natural dos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Potiguar, que compõem o ativo Potiguar, não é comercializada, uma vez que este volume é consumido nas operações e/ou reinjetado nos reservatórios.

(ii) Recôncavo: com volume de venda de óleo de 305 mil bbl, -1,9% T/T, a um preço médio de US\$ 65,2/bbl, e venda de gás, considerando *intercompany*, de 2,6 milhões de MMBTU, a um preço médio US\$ 6,4/MMBTU.

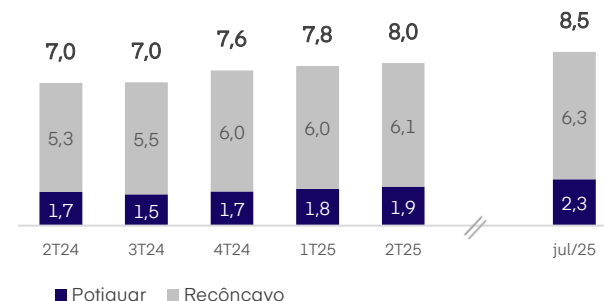
Produção de Óleo

Portfólio *Onshore* Companhia | kbb/d



Produção de Gás

Portfólio *Onshore* Companhia | kboe/d



No *onshore*, as atividades realizadas durante o trimestre foram suportadas por 8 sondas de *workover*, 2 sondas de *pulling* e 3 sondas de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas em poços no 2T25, destaque para 119 *pullings*, 46 *workovers*, 17 reativações, 17 perfurações e 1 abandono.

Com o avanço dos projetos de revitalização de infraestrutura e recuperação de integridade realizado nos últimos trimestres, a maior parte do CAPEX planejado para os campos *onshore* nos próximos 18 meses está relacionado a manutenção da escala de produção, compensando o declínio natural esperado para esses campos, e projetos pilotos de recuperação terciária.

Desde o 1T25, a Companhia utilizou a flexibilidade de alocação de capital típica de companhias do segmento *onshore* que optam por subcontratar a maior parte dos equipamentos e serviços de perfuração para postergar investimentos e preservar a geração de caixa em cenários mais voláteis de *Brent*. Nesse contexto, a Companhia deu sequência ao processo de desmobilização de sondas e encerrou o trimestre com 9 sondas subcontratadas em operação, sendo 7 sondas de *workover* e 2 sondas de *pulling*.

Offshore

O segmento é composto pelos ativos (i) Atlanta⁵ (80%), (ii) Papa-Terra (62,5%), (iii) Peroá, (iv) Manati (45%), (v) Parque das Conchas (23%), e (vi) Pescada (35%), sendo os dois últimos operados pela Shell e Petrobras, respectivamente, e os demais ativos operados pela Brava.

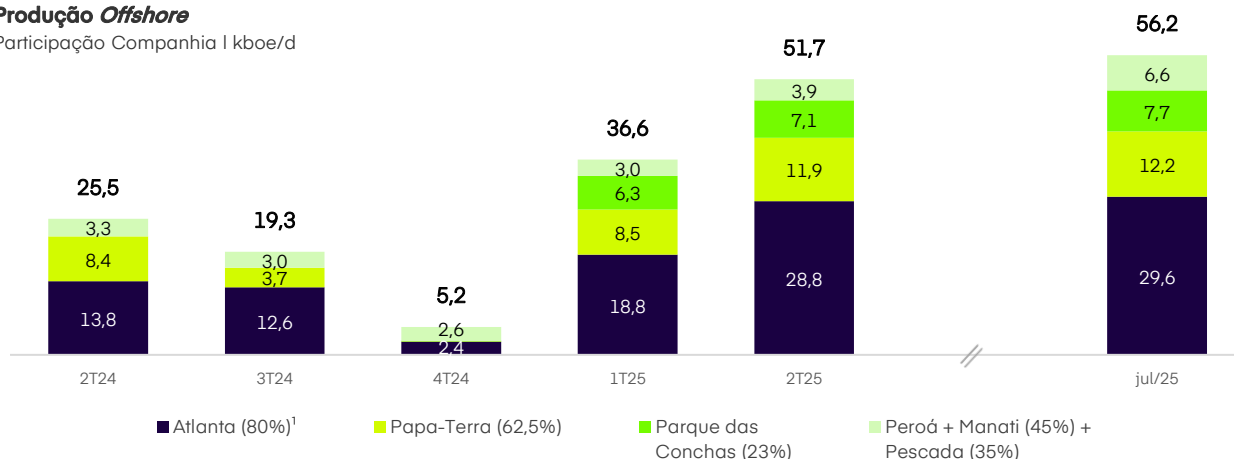
No 2T25, a performance do segmento foi impulsionada pelo ganho de escala e eficiência operacional do FPSO Atlanta, com o início de produção dos poços 4H e 5H, pela maior eficiência operacional em Papa-Terra, retomada da produção em Manati e aumento da produção em Parque das Conchas decorrente do melhor desempenho operacional, resultados dos ajustes nos parâmetros de operação dos poços.

Em julho, o segmento registrou produção de 56,2 mil boe/d, incremento de +8,8% quando comparado com o 2T25. O desempenho recorde é reflexo da conexão dos poços 2H e 3H ao FPSO Atlanta e manutenção dos altos níveis de eficiência operacional em Papa-Terra.

⁵ Considera participação de 80% em Atlanta a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive. Até esta data, a Companhia detinha 100% de participação no ativo.

Produção Offshore

Participação Companhia | kboe/d



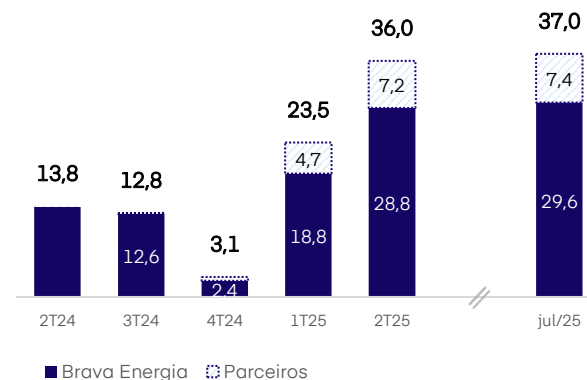
⁽¹⁾ considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

- Atlanta⁶ (WI 80%)

No segundo trimestre de 2025, Atlanta alcançou seu maior nível de produção trimestral desde o início da operação do campo, com registro de 36,0 mil boe/d para 100% do ativo, +2,6x (160,4%) A/A e +53,1% T/T. A performance é justificada pela conclusão da conexão dos poços 4H e 5H no período.

Em julho de 2025, o ativo reforça a forte evolução operacional com o registro de 37,0 mil boe/d (100% do ativo). O incremento de 2,9%, quando comparado ao 2T25, é explicado pela conexão dos poços 2H e 3H durante o mês de julho, quando o FPSO Atlanta passou a ter 6 poços conectados.

Produção de Atlanta kboe/d



A Companhia se prepara para implementação da Fase 2 do projeto de Atlanta, com avanços na produção dos equipamentos necessários, como equipamentos de perfuração e completção, Árvore de Natal, linhas flexíveis e umbilicais, e assinatura do contrato para instalação do sistema submarino, que será realizado por embarcação do tipo PLSV.

Na esfera comercial, a venda de óleo em Atlanta somou 2.360 mil barris de óleo (bbl), +62,7% T/T, atingindo um preço médio de US\$ 66,7/bbl, este resultado é explicado pelo maior volume de produção no ativo combinada com melhor monetização T/T.

⁶ Considera participação de 80% em Atlanta a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive. Até esta data, a Companhia detinha 100% de participação no ativo.

▪ Papa-Terra⁷ (WI 62,5%)

No 2T25, Papa-Terra teve seu maior volume de produção desde que foi adquirido pela Brava (em dezembro de 2022), com registro de 19,0 mil boe/d para 100% do ativo, +41,4% A/A e +40,3% T/T.

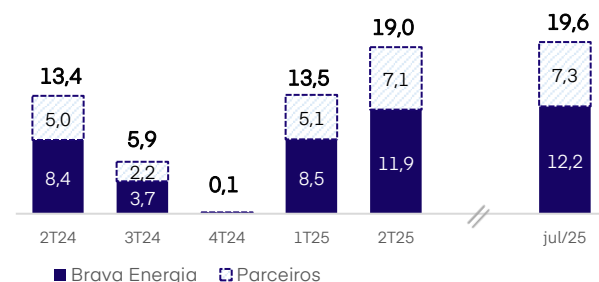
O desempenho no período é reflexo da maior eficiência operacional do ativo decorrente dos avanços na campanha de recuperação de integridade de diversos sistemas. Destacam-se a substituição de duas baleeiras para incremento de pessoas a bordo, a otimização dos sistemas de energia, com a utilização do gás produzido como principal combustível, e a conclusão de projetos para revitalização do sistema de ancoragem e amarração do FPSO.

Com essas iniciativas, o ativo vem demonstrando estabilidade e ganho de escala, refletidos na produção média diária em julho, que atingiu 19,6 mil boe (100% do ativo), um aumento de +3,1% em relação ao 2T25.

As atividades relacionadas à campanha de perfuração de dois novos poços em Papa-Terra avançaram durante o período, com destaque para as atividades de engenharia e licenciamento para os novos poços (PPT-52 e 53) e otimização dos sistemas de geração de energia, com foco na eficiência e preparação para a nova fase de produção.

Em relação às condições comerciais, considerando a parcela de 62,5% de Papa-terra, no trimestre a venda de óleo correspondeu a 1.075 mil barris (bbl), +47,8% T/T, com um preço médio de US\$ 56,2/bbl. O desempenho no trimestre é justificado pelo ganho de escala de produção no período.

Produção de Papa-Terra
kboe/d

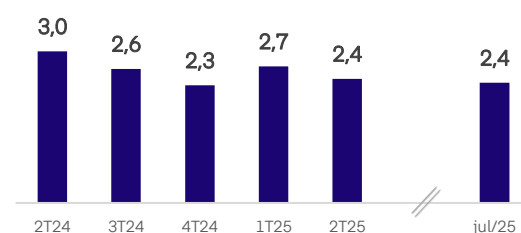


▪ Peroá

A performance durante o 2T25 é justificada pela menor demanda do mercado de gás natural e limitações provisórias nas instalações elétricas do ativo. A produção total no período alcançou 2,4 mil boe/d, redução de -18,1% A/A e de -9,0% T/T, sendo a produção média diária de gás de 2,3 boe (374 mil m³), -16,9% A/A e -8,5% T/T.

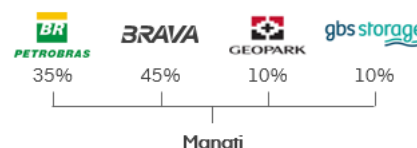
O ativo Peroá registrou a venda de óleo de 8,6 mil barris (bbl) a um preço médio de US\$ 69,8/bbl, e 2,3 milhões de MMBTU no 2T25, a um preço médio de US\$ 8,5/MMBTU, equivalente a 12,5% do valor de referência do *Brent*.

Produção de Peroá
kboe/d



▪ Manati (WI 45%)

A Brava é a maior concessionária do ativo com 45% de participação, sendo a Petrobras parceira e operadora com 35% de participação e outras empresas que detêm a parcela remanescente, conforme organograma ao lado.



⁷ Com a incorporação da Maha Energy em 31 de julho de 2024, a Companhia passou a deter 62,5% no ativo (anteriormente com 51,13%), sendo os dados operacionais apresentados equivalentes a esta participação em um histórico proforma.

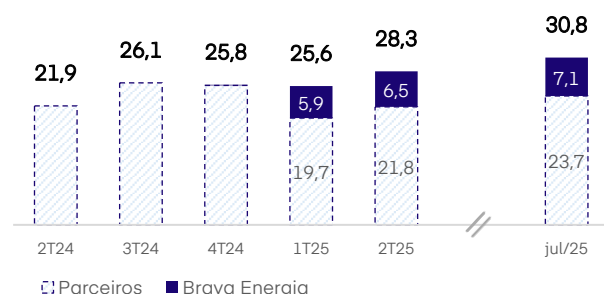
Em maio de 2025, a operação foi retomada pelo operador, embora ainda não tenha atingido a sua capacidade máxima de produção. No segundo trimestre, o ativo apresentou uma produção média diária de gás de 2,4 mil boe/d (388 mil m³/d) para 100% do ativo.

Nos aspectos comerciais, o ativo registrou a venda de gás de 0,5 milhões de MMBTU no 2T25, a um preço médio de US\$ 5,6/MMBTU, equivalente a 8,2% do valor de referência do *Brent*.

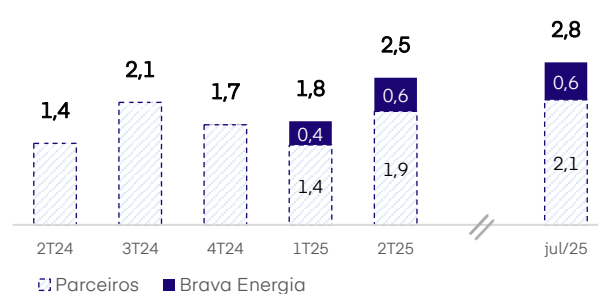
• Parque das Conchas (WI 23%)

A produção de óleo no trimestre alcançou 28,3 mil bbl/d, +10,5% T/T, e a produção de gás atingiu 2,5 mil boe/d (396 mil m³/d), +42,1% T/T, totalizando 30,7 mil boe/d, +12,6% T/T para 100% do ativo. Este resultado reflete a melhoria na eficiência operacional por meio de ajustes nos parâmetros de operação dos poços, com destaque para a campanha de substituição de bombas submarinas e melhorias na estratégia de injeção de água, executados pelo operador.

Produção de Óleo | Parque das Conchas
kbbbl/d



Produção de Gás | Parque das Conchas
kboe/d

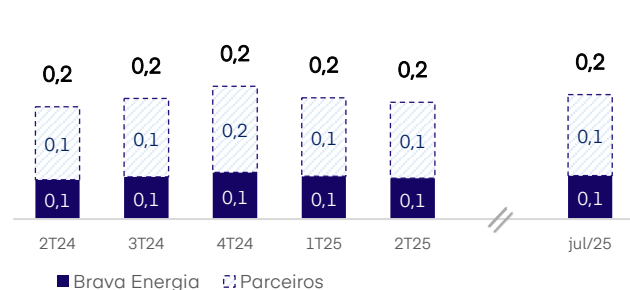


O ativo alcançou a venda de óleo de 492 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 63,0/bbl durante o segundo trimestre de 2025.

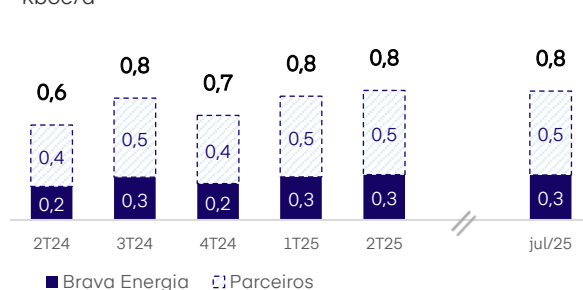
• Pescada (WI 35%)

A Companhia detém 35% de participação no ativo, sendo essa a parcela correspondente aos seus resultados financeiros. A parcela remanescente de 65% pertence a Petrobras, que é a operadora do ativo. A Brava possui contrato de compra e venda (*Sales and Purchase Agreement*) junto à Petrobras para aquisição da parcela de 65% no ativo e encontra-se em tratativas para concluir a transação.

Produção de Óleo | Pescada
kbbbl/d



Produção de Gás | Pescada
kboe/d



O ativo de Pescada registrou a venda de 7 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 65,0/bbl no 2T25.

Downstream

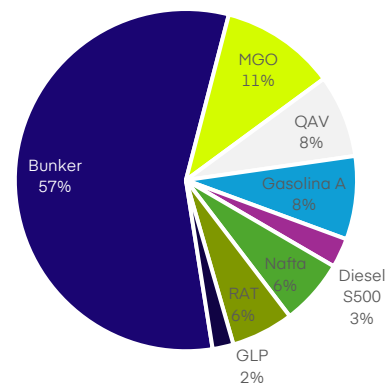
No 2T25, a Companhia realizou a venda de 3.228 mil barris de produtos derivados, +3,6 % T/T. O desempenho no trimestre reflete (i) maior taxa de utilização da refinaria atingindo FUT (Fator de Utilização) de 86,5% (+ 4 p.p. T/T) e (ii) maior comercialização de derivados estocados no encerramento do trimestre anterior.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (i) a participação de 57% do *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), (ii) maior volume de venda de Gasolina A (+9 T/T) e (iii) menor nível de comercialização de Diesel S500 (-23% T/T) e GLP (-4% T/T).

A Companhia abasteceu o mercado local com diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV) e GLP (gás líquido de petróleo) e supriu 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, ao volume de óleo adquirido de terceiros, ambos processados na refinaria, e à aquisição de derivados para mistura (*blend*).

Durante o segundo trimestre, a Brava assumiu a operação do Terminal Aquaviário de Guamaré, que era operado por empresa terceirizada desde a aquisição do Polo Potiguar em junho de 2023. A operação própria proporcionará redução de custo e otimização da gestão, além da captura de sinergias com a integração da operação do terminal com as demais infraestruturas do *Downstream*.

Detalhamento de Produtos Vendidos (%)



Desempenho Financeiro

A Brava apresenta a seguir a performance financeira do segundo trimestre de 2025 ("2T25"), que reflete as respectivas participações⁸ da Companhia nos ativos que compõe seu portfólio. A visão proforma busca permitir a comparação com o período anterior às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), concluídas em 31 de julho de 2024. Esses dados não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso a operação tivesse sido finalizada antes desta data.

Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Downstream	Corporativo	Eliminações	2T25	2T24 Proforma	Δ A/A	1T25	Δ T/T	6M25	6M24 Proforma	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>													
Receita Líquida	934,0	1.545,5	1.377,6	-	(714,6)	3.142,4	3.129,1	0,4%	2.874,3	9,3%	6.016,7	5.952,7	1,1%
Custo do Produto Vendido	(595,0)	(834,4)	(1.294,8)	-	648,1	(2.076,0)	(2.249,8)	-7,7%	(1.943,9)	6,8%	(4.019,9)	(4.090,2)	-1,7%
Royalties	(74,1)	(112,0)	-	-	-	(186,1)	(188,7)	-1,4%	(185,4)	0,4%	(371,6)	(340,1)	9,2%
Luoro Bruto	339,0	711,1	82,8	-	(66,5)	1.066,3	879,3	21,3%	930,5	14,6%	1.996,8	1.862,5	7,2%
Despesas G&A	(76,7)	(36,8)	(16,8)	(9,5)	-	(139,8)	(233,6)	-40,1%	(163,9)	-14,7%	(303,7)	(412,4)	-26,4%
Gastos Exploratórios	-	(15,3)	-	-	-	(15,3)	(21,7)	-29,3%	(23,2)	-34,1%	(38,5)	(26,1)	47,9%
Outras receitas e despesas operacionais	(4,7)	(23,0)	21,1	(0,8)	-	(7,4)	(56,3)	-86,9%	(77,4)	-90,5%	(84,7)	(60,9)	39,1%
Luoro Operacional	267,6	636,0	87,0	(10,3)	(66,5)	903,8	567,8	59,2%	666,0	35,7%	1.569,8	1.363,1	15,2%
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	626,7	(1.435,2)	-	588,8	6,4%	1.215,6	(2.184,8)	-
Resultado antes de impostos	-	-	-	-	-	1.530,6	(867,4)	-	1.254,8	22,0%	2.785,4	(821,7)	-
Imposto de renda e contribuição social ¹	-	-	-	-	-	(481,5)	285,3	-	(425,6)	13,1%	(907,1)	218,9	-
Luoro Líquido	-	-	-	-	-	1.049,1	(582,1)	-	829,2	26,5%	1.878,2	(602,8)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	(481,5)	285,3	-	(425,6)	13,1%	(907,1)	218,9	-
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	626,7	(1.435,2)	-	588,8	6,4%	1.215,6	(2.184,8)	-
Depreciação e Amortização	(185,8)	(282,1)	(17,4)	-	(48,8)	(534,1)	(556,6)	-4,0%	(447,4)	19,4%	(981,5)	(1.095,1)	-10,4%
Depreciação e Amortização G&A	(9,3)	(1,1)	(0,06)	(4,4)	(0,1)	(14,9)	(10,6)	41,3%	(14,7)	1,6%	(29,6)	(20,9)	42,0%
EBITDA	462,7	919,2	104,5	(5,9)	(17,7)	1.462,9	1.136,0	28,0%	1.128,0	28,8%	2.580,9	2.479,0	4,1%
Margem EBITDA	48,5%	59,5%	7,6%	-	-	46,2%	36,3%	10,0 p.p.	39,2%	7,0 p.p.	42,9%	41,6%	1,3 p.p.
Ajustes não recorrentes	-	(123,4)	-	0,8	-	(122,7)	(103,7)	18,3%	(58,0)	111,4%	(180,7)	(203,9)	-11,4%
EBITDA Ajustado	462,7	795,8	104,5	(5,1)	(17,7)	1.330,2	1.031,3	29,0%	1.070,0	24,3%	2.400,2	2.275,1	5,5%
Margem EBITDA Ajustado	48,5%	51,5%	7,6%	-	-	42,3%	33,0%	9,4 p.p.	37,2%	5,1 p.p.	39,9%	38,2%	1,7 p.p.

O detalhamento por segmento de negócio é elaborado com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente a cada segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio e utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões na alocação de recursos, bem como na avaliação de desempenho.

Na apuração dos resultados segmentados, o *upstream* e *downstream* são apresentados de forma segregada, de modo a demonstrar o desempenho de cada segmento e sua contribuição para o resultado consolidado da Companhia. Além disso, são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre subsidiárias e segmentos de negócio da Companhia (*intercompany*).

As transações *intercompany* são avaliadas a preços internos de transferência, apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo tais transações eliminadas, em coluna segregada dos segmentos de negócio, para fins de conciliação das informações segmentadas com os resultados trimestrais consolidadas da Companhia.

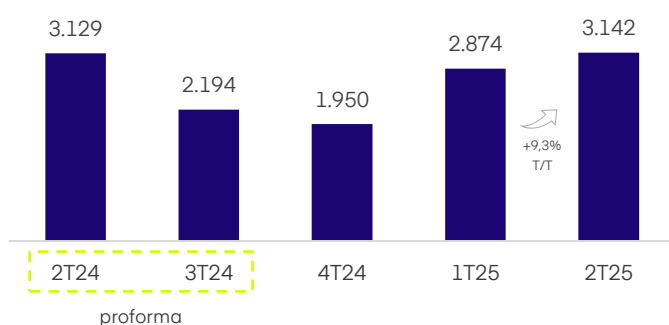
O montante de eliminação registrado na receita líquida do *upstream* pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV) do *downstream*, justificado, entre outros fatores, pelo efeito do estoque, considerando que parte dos insumos do segmento *downstream*, comprados ou transferidos do *upstream*, pode ser utilizado em período de competência diferente.

⁸ Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

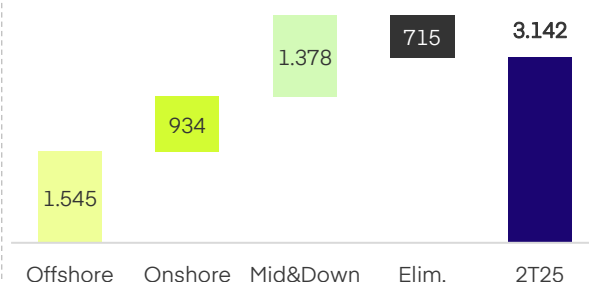
Receita Líquida

A receita líquida⁹ da Brava totalizou R\$ 3.142,4 milhões (US\$ 554,6 milhões) no 2T25, um aumento de 9,3% T/T. O resultado é composto por: (i) *upstream* com R\$ 2.479,4 milhões, sendo 62% referente ao *offshore* e 38% ao *onshore*, que contemplam, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural, (ii) *downstream* com R\$ 1.377,6 milhões, que abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, estocagem e utilização do terminal aquaviário, e (iii) eliminações em R\$ 714,6 milhões, referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre subsidiárias da estrutura organizacional Brava.

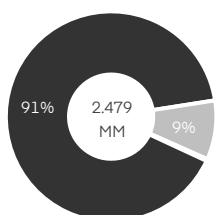
Receita Líquida
(R\$ milhões)



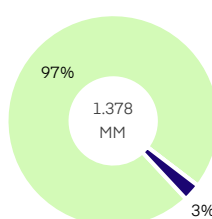
Composição da Receita Líquida 2T25
(R\$ milhões)



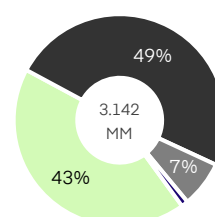
Upstream



Downstream



Brava Energia 2T25



■ óleo

■ gás

■ derivados

■ serviços

O segmento *upstream* registrou receita líquida de R\$ 2.479,4 milhões no 2T25, aumento de 7,0% A/A e 11,7% T/T, sendo: (i) R\$ 2.246,5 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 226,0 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 6,3 milhões referentes à venda de derivados e líquidos do processamento de gás, e (iv) R\$ 0,6 milhão referente à prestação de serviços. O desempenho no 2T25 é justificado pela melhor performance operacional no segmento *offshore*, com destaque para Atlanta e Papa-Terra, além da retomada da produção em Manati, parcialmente compensado pelos impactos macroeconômicos, com a desvalorização do *brent* e dólar médio no período, -10,4% T/T e -3,2% T/T, respectivamente.

O segmento *downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.377,6 milhões no 2T25 redução de -7,9% T/T, sendo: (i) R\$ 1.340,9 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 36,7 milhões referentes à prestação de serviços. A performance no 2T25 é justificada pelo efeito da desvalorização do *brent* e dólar médio no período, -10,4% T/T e -3,2% T/T, respectivamente, parcialmente compensada pelo maior volume de produtos derivados vendidos, +3,6% T/T, reflexo da maior taxa de utilização da refinaria (Fator de Utilização de 87%, +4 p.p. T/T).

⁹ (i) Até o 3T24, a receita financeira considera a base proforma consolidando os resultados da 3R e Enauta. (ii) considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 35% em Pescada, 45% em Manati e 80% em Atlanta, nesta última, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

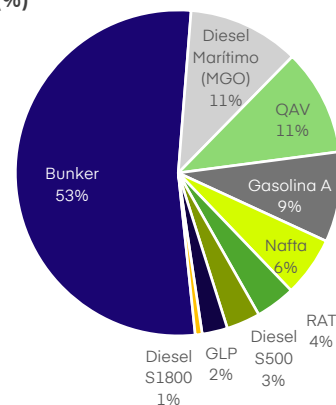
Importante mencionar que a Companhia também adquire petróleo de outros produtores na região, transportado ao Ativo Industrial de Guamaré (AIG – infraestrutura de *Downstream* da Bacia Potiguar) por oleodutos que pertencem à Brava e/ou carretas de terceiros. A produção de terceiros é utilizada na dieta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

Além da rede de dutos e a estrutura de recebimento de fluidos oriundos de transporte rodoviário, o Terminal viabiliza a comercialização independente de produtos próprios e de terceiros, bem como a entrada de derivados e insumos para o segmento *downstream*. Com a Refinaria Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guamaré, as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e o parque de tanques de armazenamento, a Companhia é capaz de atender de forma autônoma o mercado regional, outras regiões do país (via cabotagem) e o mercado internacional (via exportação).

A receita líquida de produtos derivados do *downstream* no 2T25, de R\$ 1.340,9 milhões, é distribuída conforme demonstrado no gráfico ao lado, e contempla a produção da Companhia e o volume adquirido de terceiros para *blend* e/ou revenda.

De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, no 2T25, a receita líquida de R\$ 3.142,4 milhões é composta pelas seguintes contribuições por produto: (i) R\$ 1.346,8 milhões relacionados à venda de derivados, (ii) R\$ 1.541,0 milhões referentes à venda de óleo, (iii) R\$ 222,3 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 32,3 milhões através da prestação de serviços.

Receita Líquida de Derivados 2T25 (%)



Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 2.076,0 milhões (US\$ 366,4 milhões) no 2T25, -7,7% A/A e +6,8% T/T. O desempenho no trimestre é justificado: (i) pelo incremento de produção do *offshore*, impulsionado por Atlanta e Papa-Terra, que resultou em maior valor absoluto de custos de extração do segmento *upstream*, e (ii) pelo impacto da desvalorização do dólar médio no período, -3,2% T/T, considerando que os custos da Companhia são majoritariamente dolarizados.

O *upstream* registrou custos de R\$ 1.429,4 milhões, +8,6% T/T, enquanto o *downstream* apresentou R\$ 1.294,8 milhões, -8,9% T/T. Já as eliminações intragrupo somaram R\$ 648,1 milhões, -26,4% A/A e -18,4% T/T. Vale destacar que o montante de eliminação registrado no CPV difere do montante aferido na receita líquida, principalmente pelo efeito do estoque, considerando que parte dos produtos vendidos se refere a períodos anteriores e parte dos insumos adquiridos pelo segmento *downstream* (comprados ou transferidos do segmento *upstream*) não foram integralmente vendidos no 2T25.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 155,1 milhões (US\$ 27,4 milhões) no 2T25, -39,2% A/A e -17,1% T/T, considerando os gastos exploratórios (nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia) ocorridos no período de R\$ 15,3 milhões, representando 9,9% do valor total do G&A neste período. O resultado no trimestre é justificado por menores despesas com serviços prestados por terceiros, com tecnologia da informação (TI) e com pessoal.

Do montante total de G&A, considerando gastos exploratórios, R\$ 128,8 milhões são referentes ao *upstream*, R\$ 16,8 milhões ao *downstream* e R\$ 9,5 milhões são referentes à estrutura corporativa da Companhia. Cabe destacar que a Companhia aprimorou o procedimento de alocação de despesas entre unidades de negócio (*cost sharing agreement*), o que justifica o aumento na alocação de despesas no segmento *upstream* e redução proporcional no segmento corporativo nos últimos trimestres.

Outras receitas e despesas operacionais apresentaram resultado líquido negativo de R\$ 7,4 milhões (US\$ 1,3 milhões) no 2T25, -90,5% T/T. O desempenho trimestral refletiu a redução nos custos de abandono atrelados ao descomissionamento do FPSO Petrojarl, parcialmente compensado pela reversão de provisões de despesas contratuais, conforme nota explicativa 32 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 2T25 com lucro bruto de R\$ 1.066,3 milhões (US\$ 188,2 milhões), +21,3% A/A e +14,6% T/T, dos quais: (i) R\$ 1.050,1 milhões de contribuição do segmento *upstream* e (ii) R\$ 82,8 milhões oriundos do segmento *downstream*, descontados de (iii) R\$ 66,5 milhões em eliminações *intercompany*.

O lucro operacional registrou R\$ 903,8 milhões (US\$ 159,5 milhões) no 2T25, +59,2% A/A e +35,7% T/T, sendo: (i) R\$ 893,6 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 87,0 milhões de contribuição do segmento *downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 10,3 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) R\$ 66,5 milhões em eliminações *intercompany*.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 2T25 foi positivo em R\$ 626,7 milhões (US\$ 114,8 milhões¹⁰), comparado a um resultado positivo em R\$ 588,8 milhões no trimestre anterior. A performance do trimestre é explicada principalmente por: (i) resultado líquido positivo referente aos contratos de *hedge* em R\$ 648,7 milhões, (composto pelas marcações *market to market* positiva de R\$ 485,1 milhões em *hedge* de dívida¹¹ e R\$ 180,0 milhões em *hedge* de óleo e posição negativa de R\$ 16,4 milhões em *hedge* de moeda), (ii) pelo impacto da desvalorização de -5,0% T/T do dólar americano de fechamento do 2T25 em relação ao encerramento do 1T25, com ganho contábil de R\$ 381,9 milhões na marcação a mercado de instrumentos financeiros dolarizados (variação cambial líquida¹²), parcialmente compensados pelo (iii) resultado de juros de empréstimos e debêntures de R\$ 341,3 milhões.

Considerando o efeito caixa, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 520,7 milhões (US\$ 95,4 milhões) no 2T25, explicado pelos seguintes fatores: (i) pagamento de juros de empréstimos e debêntures no montante total de R\$ 357,6 milhões, (ii) resultado líquido negativo do fundo cambial (aplicações dolarizadas) em R\$ 202,6 milhões, decorrente da desvalorização do dólar no final do período, -5,0% T/T, (iii) desembolso do prêmio (*waiver fee*) aos Debenturistas de R\$ 66,3 milhões, parcialmente compensado pelo (iv) resultado líquido positivo de R\$ 137,3 milhões proveniente das aplicações financeiras.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia encerrou o 2T25 com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, equivalentes a **10.449,0 mil barris de petróleo em um horizonte de 15 meses**, dos quais:

- (i) NDF: com cobertura para 953 mil barris a um preço médio de US\$ 70,9 por barril até 3T26;
- (ii) *Collar* (*zero cost collar* - compra de opção PUT e venda de opção Call): para 9.496 mil barris, com piso médio de US\$ 61,7 e teto médio de US\$ 77,5 por barril, até 3T26.

A Companhia avalia de forma recorrente as condições de mercado e aplica a estratégia de *hedge* de petróleo com o objetivo de minimizar efeitos negativos de oscilação da *commodity*, protegendo sua

¹⁰ Considerado o dólar de encerramento do trimestre de 5,46.

¹¹ Operação de *swap* com o objetivo de converter as taxas referentes às debêntures para uma dívida com juros fixos em dólares, com objetivo de *hedge* e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros (nota explicativa 35).

¹² Refere-se à variação cambial correlata aos valores a pagar por aquisições (nota explicativa 20 nas Demonstrações Financeiras da Companhia), empréstimos e financiamentos (nota explicativa 16) e debêntures (nota explicativa 17).

produção futura e adicionando previsibilidade ao fluxo de caixa. A tabela abaixo detalha os instrumentos derivativos contratados para *hedge* de petróleo, no encerramento do 2T25.

<i>Hedge</i>	Quantidade <i>(Mil Barris)</i>	Preço Médio	Vencimento	<i>Hedge</i>	Quantidade <i>(Mil Barris)</i>	Preço Médio		Vencimento
NDF				Collar		Put	Call	
	387	\$ 73,7	3T25		2.167	\$ 64,2	\$ 79,6	3T25
	150	\$ 69,7	4T25		2.928	\$ 60,5	\$ 77,4	4T25
	100	\$ 69,3	1T26		2.304	\$ 60,7	\$ 76,4	1T26
	233	\$ 68,7	2T26		1.684	\$ 61,7	\$ 77,0	2T26
	83	\$ 68,5	3T26		413	\$ 63,1	\$ 74,5	3T26
Total	953	\$ 70,9	-	Total	9.496	\$ 61,7	\$ 77,5	-

Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) somaram R\$ 481,5 milhões no 2T25, justificado pelo aumento do lucro antes de IR e CSLL. Do total de R\$ 481,5 milhões no período: (i) R\$ 114,2 milhões referentes ao IR e CSLL correntes, sendo que R\$ 38,3 têm efeito caixa e (ii) R\$ 367,3 milhões referentes ao IR e CSLL diferidos.

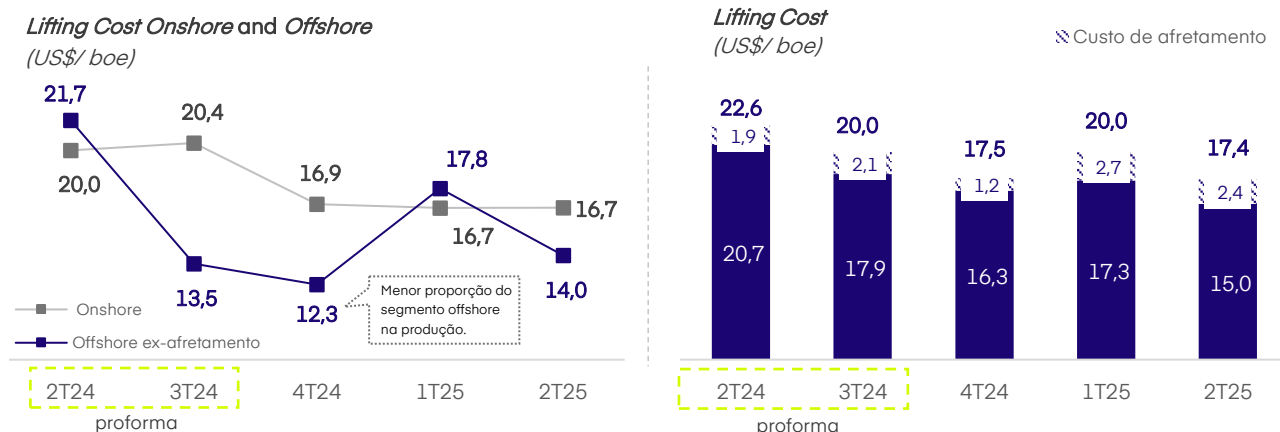
Lucro Líquido

A Companhia encerrou o segundo trimestre com lucro líquido consolidado de R\$ 1.049,1 milhões (US\$ 185,1 milhões), comparado ao prejuízo líquido de R\$ 582,1 milhões no mesmo período do ano anterior (2T24), e lucro líquido de R\$ 829,2 milhões no 1T25. O desempenho no trimestre é justificado por melhores resultados operacionais, em função do incremento de produção no segmento *offshore*, e apreciação do real frente ao dólar, com impacto positivo no resultado financeiro da Companhia.

Custo de Extração (*Lifting Cost*)

O *lifting cost* médio ponderado da Companhia, desconsiderando despesas de afretamento, foi de US\$ 15,0/boe no 2T25, -23,0% A/A e -13,0% T/T, sendo US\$ 16,7/boe no *onshore* (-16,4% A/A e estável em relação ao 1T25) e US\$ 14,0/boe no *offshore* (-35,6% A/A e -21,5% T/T). Ao considerar o custo de afretamento, o *lifting cost* consolidado da Brava encerrou o trimestre em US\$ 17,4/boe (US\$ 17,8/boe no *offshore* e US\$ 16,7/boe no *onshore*) no 2T25.

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.



No 2T25, a redução de *lifting cost* médio consolidado é resultado da diluição de custos no segmento *offshore*, impulsionada pelo aumento expressivo do volume de produção, além da otimização e disciplina de custos ao longo do período no segmento *onshore*.

- **Potiguar** registrou *lifting* de US\$ 17,3/boe, nível estável quando comparado com o 1T25, reforçando o controle de custos de operação e manutenção (O&M) e nível estável de produção.
- **Recôncavo** registrou *lifting* de US\$ 14,5/boe, nível estável em relação ao 1T25, refletindo a otimização dos custos de O&M e logística nos últimos trimestres, além da manutenção dos níveis de produção.
- **Atlanta** registrou *lifting* de US\$ 9,5/boe, -8,8% T/T, (ou US\$ 15,5/boe considerando o custo de afretamento, -19,1% T/T). Este desempenho reflete a diluição dos custos fixos da operação impulsionada pelo aumento de 53% T/T da produção em Atlanta após a entrada em operação dos poços 4H e 5H durante o 2T25. Em julho de 2025, mais dois poços (2H e 3H) foram conectados ao FPSO, que passou a produzir através de 6 poços.
- **Papa-Terra** registrou *lifting* de US\$ 18,7/boe no trimestre, impulsionado pelo aumento de 40% de produção T/T. O *lifting cost* no primeiro semestre de 2025 (6M25) atingiu US\$ 26,2/boe, um patamar que melhor reflete a realidade operacional do ativo ao considerar os patamares atuais de produção e a estrutura atual de custos do ativo, a qual poderá ser otimizada a partir de 2026.
- **Parque das Conchas** apresentou *lifting* de US\$ 27,9/boe no 2T25 (ou US\$ 31,7/boe incluindo afretamento). Este resultado incorpora efeitos pontuais do início da apuração de custos no 1T25, período em que o ativo passou a integrar o portfólio da Companhia. Para fins de análise, o *lifting cost* no primeiro semestre de 2025 (6M25) alcançou US\$ 22,2/boe (ou US\$ 26,1/boe com afretamento).
- **Manati** registrou *lifting* de US\$ 24,9/boe no 2T25. A produção de Manati foi retomada em meados de maio e com isso o resultado do 2Q25 ainda não reflete o potencial produtivo recorrente da operação para um trimestre.
- **Peroá** registrou US\$ 10,3/boe no 2T25, +58,8% frente ao 1T25. O resultado é justificado por maiores custos não-recorrentes atrelados a saúde, segurança e meio ambiente (HSE) e a operação e manutenção (O&M) para intervenções nas instalações do ativo. Além disso, menor capacidade de diluição de custos em função de menor volume de produção no período.

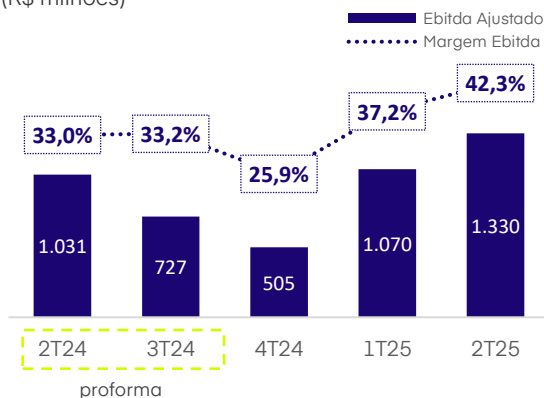
EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.330,2 milhões (US\$ 234,8 milhões) no 2T25, +29,0% A/A e +24,3% T/T. Ao considerar o *hedge* de óleo (conforme ajuste utilizado para cálculo de *covenants* das dívidas), o Ebitda Ajustado no trimestre foi R\$ 1.408,5 milhões (US\$ 248,6 milhões). Este resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 1.248,5 milhões registrados no segmento *upstream*, sendo R\$ 452,7 milhões no *onshore* e R\$ 795,8 milhões no *offshore*, (ii) o resultado positivo de R\$ 104,5 milhões referentes ao segmento *downstream*, parcialmente compensado pelo (iii) resultado negativo de R\$ 5,1 milhões do segmento corporativo e (iv) eliminações *intercompany* com saldo negativo de R\$ 17,7 milhões.

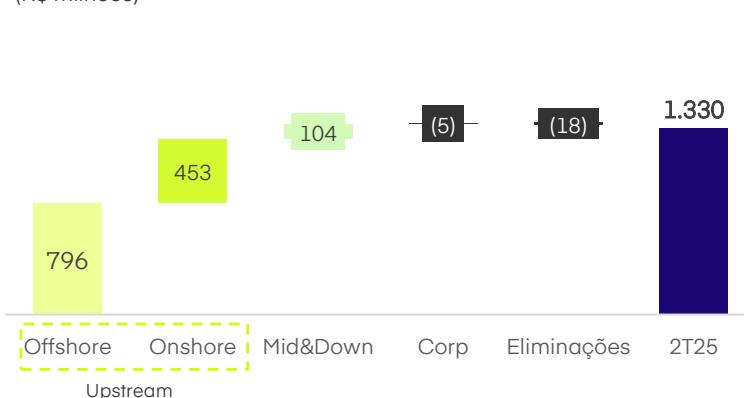
Os ajustes não-recorrentes no EBITDA durante o 2T25 totalizaram R\$ 122,7 milhões (US\$ 21,6 milhões), sendo majoritariamente explicado por: (i) R\$ 140,8 milhões de impacto dos efeitos de IFRS-16 majoritariamente correspondente ao FPSO Atlanta, parcialmente compensados pela (ii) reversão de despesas de abandono do Petrojarl (ARO) de R\$ 17,4 milhões (nota explicativa 32 nas Demonstrações Financeiras da Companhia) e (iii) reversão do *earnout* do antigo controlador da Companhia de R\$ 0,8 milhões.

A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 42,3% no 2T25, +5,1 p.p. T/T. O desempenho do trimestre é justificado (i) pelo aumento da margem registrada no *offshore* para 51,5%, impactada pelo maior volume produzido em Atlanta e Papa-Terra, (ii) por melhor monetização de derivados (*crack-spread*) do segmento *downstream*, com margem de 7,6% registrada no período, parcialmente compensado, (iii) pelo ajuste de margem e contabilização de custos e menor volume vendido em Parque das Conchas, quando comparado com o 1T25.

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



Composição do EBITDA Ajustado 2T25
(R\$ milhões)



Em uma análise por unidade de negócio, desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustado de 50,4% no 2T25, +9,3 p.p. A/A e +4,5 p.p. T/T, enquanto o segmento *downstream* aferiu margem de 7,6%, +4,5 p.p. A/A e +2,5 p.p. T/T.

No primeiro semestre de 2025, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 2.400,2 milhões, sendo: (i) R\$ 2.265,2 milhões referentes à contribuição do segmento *upstream*, sendo 56% *offshore* e 44% *onshore*, e (ii) R\$ 180,3 milhões referentes ao segmento *downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 15,6 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa e (iv) R\$ 29,7 milhões em eliminações *intercompany*.

A margem EBITDA Ajustada consolidada alcançou 39,9% no primeiro semestre de 2025, +1,7 p.p. A/A. O desempenho é explicado pelo incremento de +2,5 p.p. na margem do segmento *offshore*, além do aumento de +2,7 p.p. na margem do *downstream* em virtude da melhora na comercialização de derivados e mais que compensa a queda nos preços de referência do Petróleo.

Capex

A Brava registrou capex de R\$ 757,8 milhões (US\$ 133,7 milhões¹³) no 2T25, -14,5% T/T em reais, confirmando o segundo trimestre consecutivo com redução na linha de investimentos, em função da: (i) fase final de implementação do projeto de Atlanta (Fase 1), a qual contemplou a perfuração de dois novos poços, a conexão de seis poços ao novo FPSO e a instalação de novos equipamentos submarinos, e (ii) redução da intensidade dos projetos de recuperação de integridade e campanhas de perfuração do segmento *onshore*.

Do total realizado no trimestre, **56% foram direcionados ao segmento *offshore***, mantendo patamares semelhantes ao trimestre anterior, com redução gradual nos investimentos para a implementação da Fase 1 do projeto de Atlanta, parcialmente compensado por aportes direcionados à campanha integrada de desenvolvimento da Fase 2 de Atlanta e de Papa-Terra, a qual contempla a perfuração de quatro novos poços (dois poços em cada ativo). Do total de Capex direcionado ao segmento *offshore*, R\$ 127,9 milhões ou US\$ 22,6 milhões, correspondente a 54% do capex de Atlanta, está relacionado à campanha de perfuração de novos poços da Fase 2.

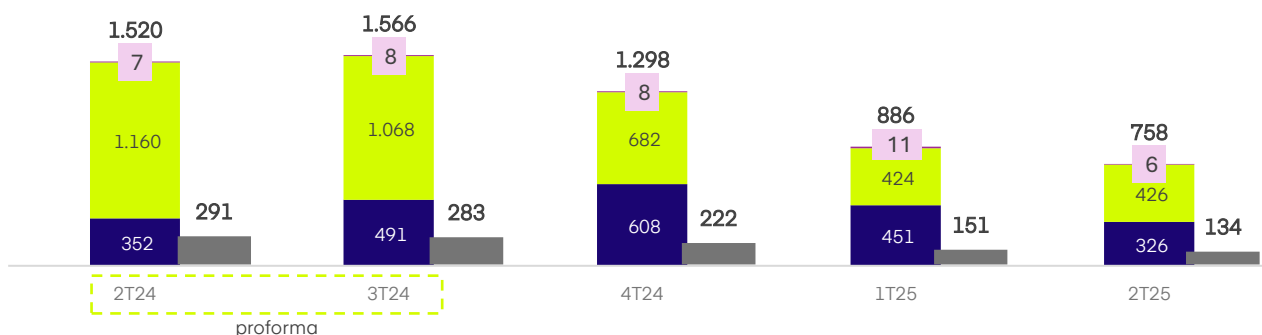
O segmento *onshore e downstream* consumiu **43% do total investido no trimestre**, com destaque para a redução de 27,8% T/T, em decorrência da redução das atividades de perfuração. Importante destacar que mesmo com iniciativas de redução de investimentos, a Brava vem apresentando estabilidade de produção no segmento *onshore* e evolução nos indicadores de Ebitda e geração de caixa por barril no segmento.

A parcela remanescente de Capex corresponde aos investimentos do segmento corporativo, com destaque para o projeto de implantação do sistema de gestão integrada SAP para todos os segmentos da Companhia.

Capex trimestral em Real e Dólar

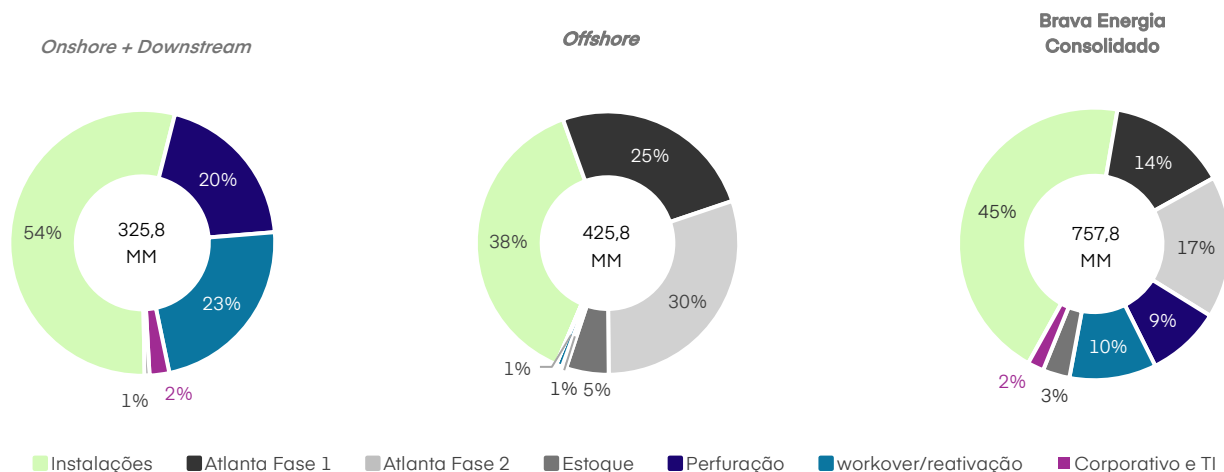
(R\$/US\$ milhões)

■ Corporativo ■ Offshore BRL ■ Onshore + M&D BRL ■ Capex USD



¹³ Considerado o dólar médio do período de 5,67.

Capex por atividade – 2T25



No 6M25, a aplicação de Capex acumulou R\$ 1.644,2 milhões (US\$ 285,2 milhões), -36,2% A/A em reais. Em termos de unidade de negócio, R\$ 849,4 milhões aplicados no segmento *offshore*, enquanto R\$ 777,1 milhões do capex aplicados no semestre foram alocados no segmento *onshore* e *downstream*. A parcela complementar de R\$ 17,7 milhões foi consumida no segmento corporativo.

O resultado do capex com efeito caixa registrado no 2T25 foi de R\$ 812,6 milhões (US\$ 148,9 milhões). A diferença entre o efeito caixa e contábil, no montante de R\$ 54,9 milhões (US\$ 9,7 milhões), refere-se a pagamentos reconhecidos em período anteriores e realizados no atual trimestre.

Fluxo de Caixa Direto

No 2T25, a geração de caixa operacional somou R\$ 1.608,6 milhões (US\$ 294,8 milhões¹⁴), incluindo o resultado líquido positivo de R\$ 78,3 milhões referentes aos contratos de *hedge* de petróleo. Ao considerar o aumento do saldo de contas a receber do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) de R\$ 17,0 milhões e os custos de abandono (ABEX) realizadas no período, no montante de R\$ 138,4 milhões (sendo R\$ 114,1 milhões referente à desmobilização do FPSO Petrojarl), a soma das atividades operacionais alcançou R\$ 1.453,2 milhões (US\$ 266,3 milhões). A performance registrada no trimestre é explicada pela maior geração de caixa nos ativos *offshore*, por maior volume de produtos vendidos, menores custos de estoque de óleo e derivados e redução das despesas gerais e administrativas, parcialmente compensada por maiores custos de extração associados ao maior volume de produção no período.

As atividades de investimento consumiram R\$ 775,8 milhões (US\$ 142,2 milhões) no 2T25. O resultado decorre dos investimentos realizado no período (capex) de R\$ 812,6 milhões, parcialmente compensado pelo recebimento da parcela referente à venda dos ativos da infraestrutura de *downstream* de R\$ 36,8 milhões¹⁵.

As atividades de financiamento consumiram R\$ 355,3 milhões (US\$ 65,1 milhões) no 2T25 e contemplam: (i) o pagamento de juros de empréstimos e debêntures de R\$ 357,6 milhões, (ii) resultado líquido negativo do fundo cambial (aplicações dolarizadas) em R\$ 202,6 milhões, decorrente da desvalorização do dólar no final do período, -5,0% T/T, (iii) desembolso do prêmio (*waiver fee*) aos Debenturistas de R\$ 66,3 milhões, (iv) o pagamento de principal de empréstimos em R\$ 22,0 milhões, parcialmente compensadas

¹⁴ Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,46

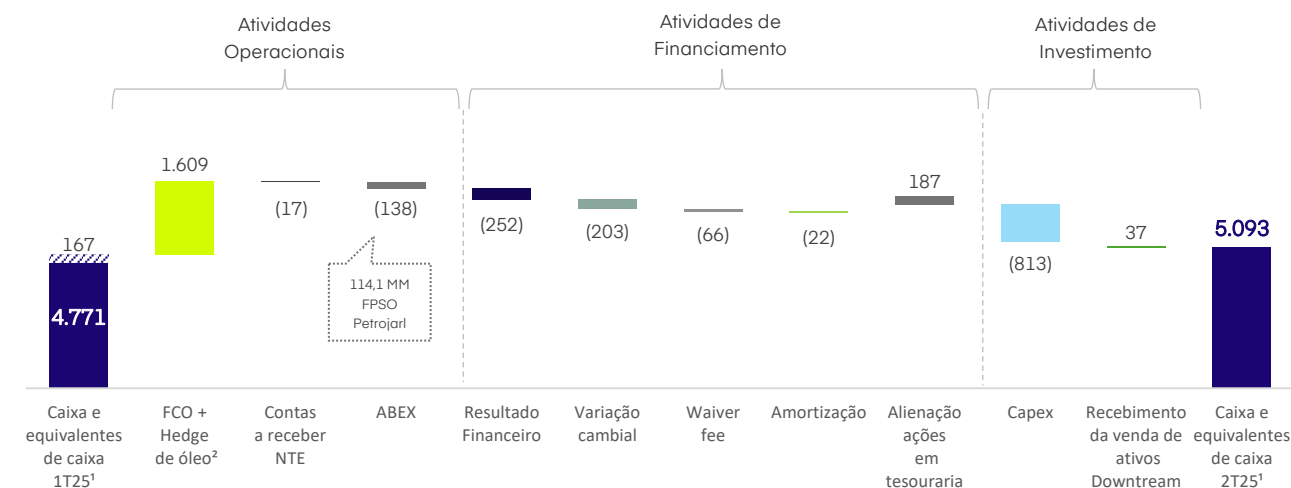
¹⁵ Conforme Fato Relevante divulgado pela Companhia durante o 2T25: [Acesse aqui](#).

pelo (v) recebimento de R\$ 187,4 milhões decorrente da alienação das ações em tesouraria¹⁶ e (vi) resultado líquido positivo de R\$ 137,2 milhões proveniente das aplicações financeiras.

Em decorrência dessa dinâmica, o caixa líquido, desconsiderando a aplicação financeira do *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida, registrou uma geração de R\$ 322,7 milhões no trimestre.

Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)



⚡ Ações em tesouraria

¹ O 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\$ 2.838,2 milhões.

² Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (R\$ 78,3 milhões).

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 2T25 com caixa e equivalentes de caixa de R\$ 5.093,3 milhões, +6,8% T/T, ou US\$ 933,3 milhões. Este valor inclui saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, e desconsidera a aplicação financeira referente ao *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida de R\$ 2.838,2 milhões (US\$ 520,1 milhões).

O resultado no caixa é explicado, principalmente por: (i) uma geração de caixa operacional no valor de R\$ 1.608,6 milhões (US\$ 294,8 milhões). Ao considerar o saldo de contas a receber do parceiro em Papa-Terra e os custos de abandono (ABEX) realizadas no período, a soma das atividades operacionais alcançou R\$ 1.453,2 milhões (US\$ 266,3 milhões), (ii) o pagamento de juros de R\$ 357,6 milhões (US\$ 65,5 milhões), (iii) os investimentos (capex) de R\$ 812,6 milhões (US\$ 148,9 milhões), e (iv) recebimento da alienação das ações em tesouraria de R\$ 187,4 milhões.

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 2.855,6 (US\$ 523,3) milhões, encerrou o 2T25 em R\$ 14.030,3 milhões, -5,0% T/T, ou US\$ 2.571,0 milhões, -0,1% T/T em dólares. O resultado é explicado, além dos efeitos explicados acima, pelos efeitos de variação cambial sobre a parcela dolarizada de instrumentos de dívida e atualização monetária de debêntures e juros incorridos.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 2T25 com dívida líquida de R\$ 8.937,0 milhões, -10,6% T/T, ou US\$ 1.637,7 milhões, -6,0% T/T. 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. Em relação aos

¹⁶ Conforme Fato Relevante divulgado pela Companhia durante o 2T25: [Acesse aqui](#).

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

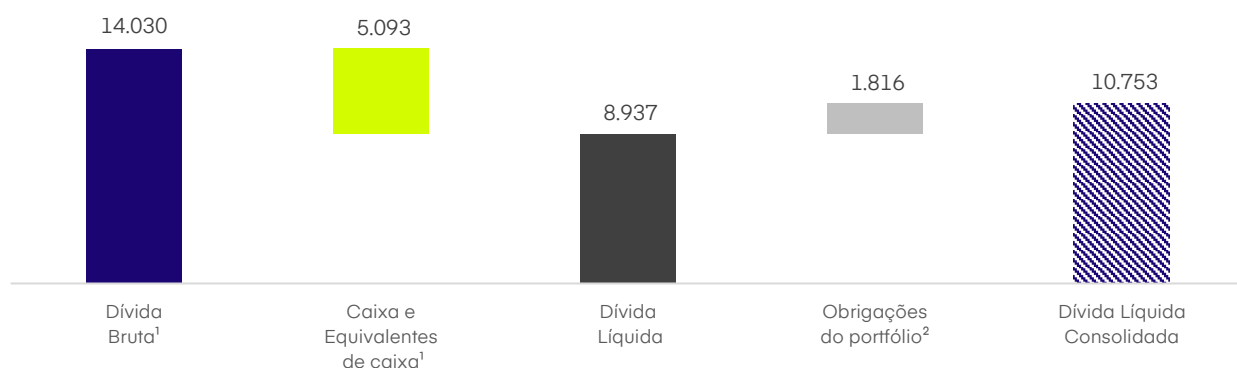
No encerramento do 2T25, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 1.816,4 milhões, -3,8% T/T, ou US\$ 332,8 milhões, +1,2% T/T. Esta variação é justificada pela atualização monetária dos saldos, impactada pela desvalorização de 5,0% (T/T *EoP*) do dólar no final do trimestre em comparação ao final do trimestre anterior.

Ativos	3T25	4T25	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Em milhões de reais								
Peroá (WI 100%)	88	-	141	-	-	-	-	230
Papa- Terra (WI 62,5%)	96	98	21	44	19	196	-	475
Potiguar	-	-	411	383	-	-	-	794
Parque das Conchas (WI 23%)	-	167	151	-	-	-	-	318
Total de Pagamentos	185	265	724	427	19	196	-	1.816
Contingente	185	98	162	44	19	196	-	705
Diferido	-	167	562	383	-	-	-	1.112

Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 10.753,4 milhões -9,5%, ou US\$ 1.970,5 milhões -4,8% T/T.

Endividamento 2T25

(R\$ milhões)



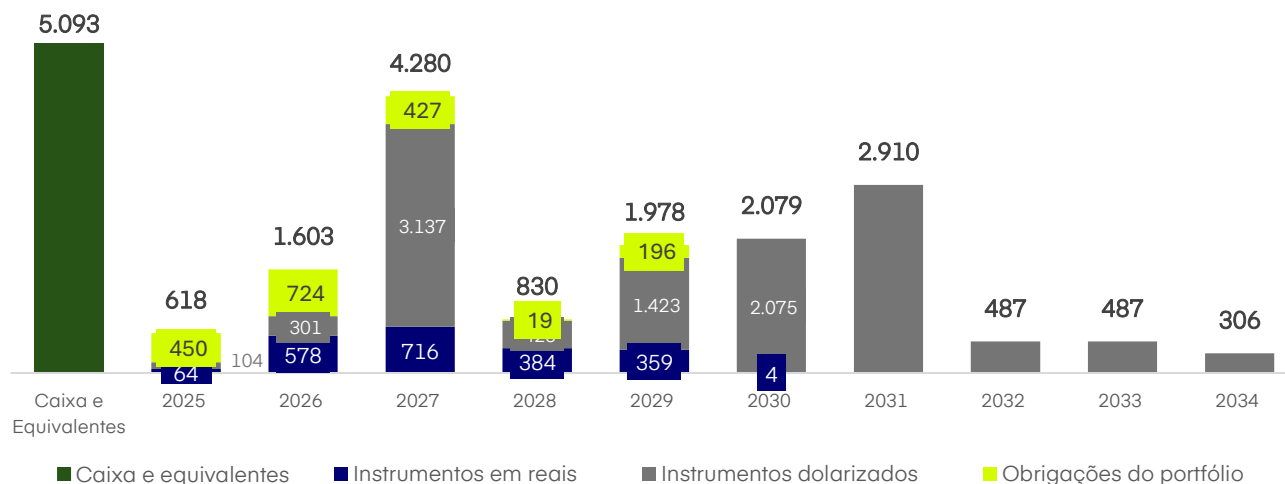
¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 2.855,6 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida (R\$ 2.838,2 milhões ou US\$ 520,1 milhões).

² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 30 de junho de 2025.

O gráfico abaixo apresenta o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do segundo trimestre de 2025 da Brava Energia.

Perfil de Amortização 2T25¹⁷

(R\$ milhões)



Vale destacar que a Companhia obteve a aprovação de anuência prévia (*waiver*) em Assembleias Gerais de Debenturistas ("AGDs"), realizada em 14 de março de 2025, referente à 4ª Emissão da 3R Potiguar, às 3ª e 4ª Emissões da Brava e da 3ª e 4ª Emissões da Enauta Participações S.A. (sucudida pela Brava), para (i) alteração temporária do limite máximo do índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA (até 3T25, inclusive), e (ii) adoção do dólar norte-americano (US\$) como moeda para o cálculo do referido índice, conforme prazos estabelecidos nos respectivos editais de convocação, mediante contrapartidas e condições estabelecidas nas deliberações das respectivas AGDs.

Neste contexto, **a alavancagem da Companhia no fim do 2T25 ficou em 3,11x, calculado em dólares norte-americanos (US\$) e dentro do limite máximo de 3,75x aprovado em AGDs**, conforme metodologia aprovada em Assembleia, de acordo com a Demonstração Financeira ou ITR da Companhia em reais (R\$), as rubricas que compõem: (i) o Balanço Patrimonial são convertidas para dólares, com a taxa de câmbio de fechamento na data do respectivo balanço, e (ii) a Demonstração de Resultados, são convertidas para dólares, com base nas taxas de câmbio vigentes nas datas de ocorrência das transações, equivalente à taxas médias históricas de cada um dos trimestres do período de apuração do EBITDA (conforme a metodologia dos itens 39 e 40 do "Pronunciamento Técnico CPC 02 (R2)").

Vale destacar que a alavancagem mais alta nos primeiros trimestres de 2025 decorrem das restrições operacionais de produção dos ativos *offshore* no 4T24, justificadas pelo atraso na obtenção das anuências regulatórias para o início de operação do FPSO Atlanta e pela parada para manutenção de Papa-Terra. A produção de Papa-Terra e o início de operação do FPSO Atlanta ocorreram nos últimos dias de dezembro de 2024, ampliando de forma expressiva o potencial de produção da Companhia, demonstrado nos resultados do primeiro semestre de 2025. Apenas no 4T25, estes efeitos não-recorrentes de causaram impacto significativo na produção offshore da Companhia deixarão de fazer parte do cálculo de alavancagem, que tipicamente contempla o Ebitda dos últimos 12 meses.

¹⁷ 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.

Por fim, importante mencionar que a Companhia obteve no 2T25 reafirmação dos *ratings* pela S&P, em escala nacional de brAA-, com perspectiva positiva por expectativa de maior produção e redução da alavancagem nos próximos meses. Adicionalmente, o *rating* da Companhia pela Fitch é de AA- no rating nacional de longo prazo (com perspectiva estável).

Eventos Subsequentes

Como parte da estratégia de *Liability Management* em curso, a Companhia implementou diversas iniciativas para aprimorar sua estrutura de capital e acelerar o seu processo de desalavancagem.

Após o encerramento do 2T25, a Companhia realizou a 9ª emissão de debêntures no montante de US\$ 500 milhões, com prazo de vencimento em cinco anos. Concomitantemente à emissão, foi contratado um instrumento de derivativos (*swap*) com o objetivo de mitigar riscos de exposição cambial, resultando em um custo efetivo de 8,7% ao ano para a operação. Os recursos líquidos captados foram destinados para resgate antecipado total das debêntures da 4ª emissão de debêntures da 3R Potiguar S.A. ("Debênture Cambial") de R\$ 2.773,3 milhões¹⁸ (ou US\$ 500 milhões) de principal, cuja taxa de juros dolarizada era de 11,1% ao ano e foi desembolsada em junho de 2023 para viabilizar a conclusão da aquisição do Polo Potiguar. Ambas as iniciativas foram concluídas no mês de julho.

Além da operação mencionada acima, foram utilizados recursos do caixa para efetuar o resgate antecipado da 2ª série da primeira emissão de debêntures da Enauta (ENAT21) de R\$ 663,3 milhões (ou ~US\$ 119 milhões¹⁹) de principal, cuja taxa de juros era de CDI + 4,25% a.a. captada em dezembro de 2022.

Na perspectiva de caixa, após o encerramento do 2T25, a Companhia liquidou junto à Yinson Bouvardia Holdings Pte. Ltd. ("Yinson"), de forma integral e antecipada, os recebíveis atrelados ao projeto de adaptação e venda do FPSO Atlanta. A transação contempla o recebimento de US\$ 260 milhões, sendo US\$ 4,5 milhões recebidos em julho e US\$ 255,5 milhões em agosto, além dos juros incorridos até o momento, e adicionalmente proporciona efeitos positivos na geração de caixa operacional pelos próximos três anos, em valor presente estimado acima de USD 40 milhões. O principal objetivo desta operação é a otimização da estrutura de capital da Companhia, por meio da redução da alavancagem e contribuição à geração de caixa.

Para efeito de análise, ao considerar os eventos subsequentes mencionados acima e a estrutura de capital da Companhia no encerramento do 2T25, a posição da dívida bruta reduz para o patamar aproximado de R\$ 13.189,7 milhões (ou US\$ 2.420,4 milhões), desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 2.855,6 milhões (ou US\$ 523,3 milhões) milhões.

Ao incluir os compromissos a pagar por aquisições (*earn-outs*) a dívida bruta totalizou R\$ 15.006,1 (ou US\$ 2.753,2 milhões).

Enquanto a posição de caixa, desconsiderando a aplicação financeira referente ao *Total Return Swap (TRS)* da dívida de R\$ 2.838,2 milhões (US\$ 520,1 milhões) e incluindo os recebíveis atrelados ao FPSO Atlanta no valor de R\$ 1.424,9 milhões²⁰ (ou US\$ 260 milhões) alcançaria patamar de R\$ 6.518,2 milhões (ou US\$ 1.193,3 milhões).

Nesse contexto, a dívida líquida da Companhia, considerando todos os eventos subsequentes e a estrutura de capital do fechamento do 2T25 seria de aproximadamente R\$ 6.671,5 milhões (ou US\$

¹⁸ Considera o câmbio de R\$ 5,55/US\$

¹⁹ Considera o câmbio de R\$ 5,59/US\$

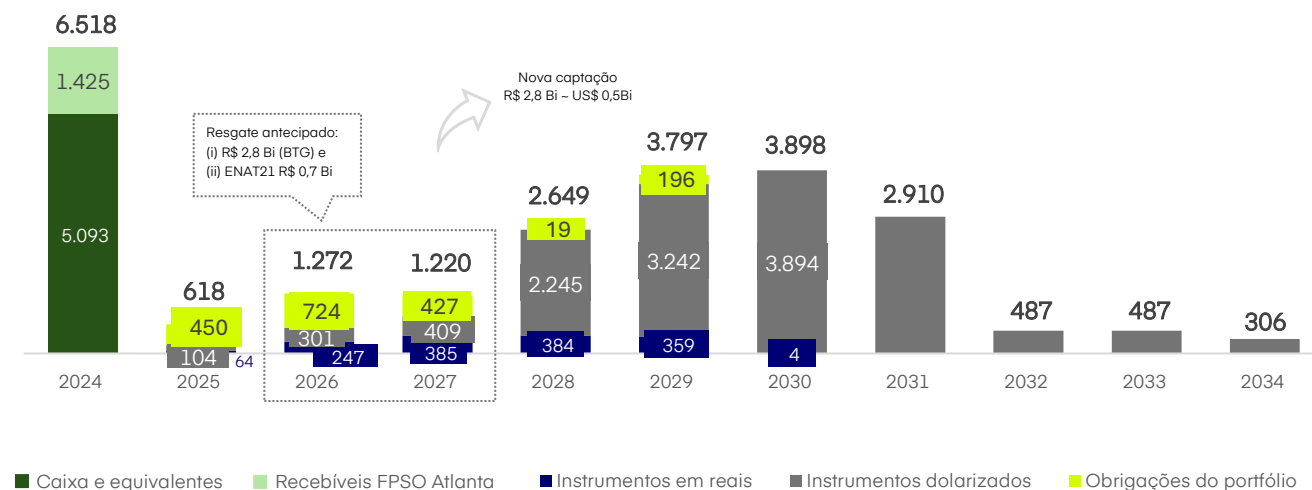
²⁰ Considera o câmbio de R\$ 5,48/US\$

1.227,1 milhões), -25,3% frente ao 2T25. Ao incluir os compromissos a pagar por aquisições, a dívida líquida soma R\$ 8.487,9 milhões (ou R\$ 1.559,9 milhões).

O gráfico abaixo ilustra o efeito dos eventos subsequentes mencionados acima sobre a posição de caixa e sobre o perfil de amortização da dívida do 2T25.

Efeito dos eventos subsequentes sobre o Perfil de Amortização do 2T25 ²¹

(R\$ milhões)



²¹ 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. Números não auditados, que ilustram os efeitos subsequentes sobre o perfil de amortização e posição de caixa do 2T25.

ANEXO I - Balanço Patrimonial

Em milhares de reais	2T25	2T24 proforma	Δ A/A	1T25	Δ T/T
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	1.307.079	2.439.571	-46%	2.694.545	-51%
Aplicações financeiras	3.284.607	4.136.527	-21%	1.676.964	96%
Caixa Restrito	34.344	395.274	-91%	32.241	7%
Contas a receber de terceiros	501.419	459.687	9%	265.319	89%
Estoque	950.373	827.147	15%	1.064.288	-11%
Adiantamentos	136.409	264.754	-48%	225.918	-40%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	314.432	583.025	-46%	285.161	10%
Outros impostos a recuperar	345.966	-	-	425.744	-19%
Derivativos	139.900	73.977	89%	64.033	2,2x
Despesas antecipadas	138.854	144.159	-4%	156.334	-11%
Créditos a receber - Yinson	127.428	170.513	-25%	68.909	85%
Outros ativos	81.257	187.810	-57%	96.762	-16%
Ativos classificados como mantidos para venda	173.676	-	-	173.676	-
Total do ativo circulante	7.535.744	9.682.444	-22%	7.229.894	4%
Aplicações financeiras	2.728.550	2.779.450	-2%	2.871.100	-5%
Caixa restrito	576.898	323.467	78%	412.254	40%
Estoques	124.744	-	-	91.607	36%
Créditos com parceiros	458.718	-	-	549.386	-17%
Depósitos judiciais	8.325	8.154	2%	8.319	0%
Outros impostos a recuperar	136.226	165.020	-17%	132.931	2%
Despesas antecipadas	4.207	-	-	6.237	-33%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	553.950	881.005	-37%	674.724	-18%
Créditos a receber - Yinson	2.156.832	1.989.571	8%	2.298.778	-6%
Derivativos	1.610	57.779	-97%	-	-
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	-	1.600	-
Adiantamentos para aquisição de projetos	-	87.748	-	-	-
Imobilizado	16.571.436	10.557.292	57%	15.990.914	4%
Intangível	8.394.929	7.575.713	11%	8.551.281	-2%
Direito de uso	4.185.455	470.127	8,9x	4.344.436	-4%
Outros ativos	15.075	10.232	47%	17.597	-14%
Total do ativo não circulante	35.918.555	24.907.158	44%	35.951.164	-0,1%
Total do ativo	43.454.299	34.589.602	26%	43.181.058	1%
Passivo					
Fornecedores	1.826.014	2.209.540	-17%	2.398.290	-24%
Empréstimos e financiamentos	577.395	813.022	-29%	332.745	74%
Arrendamentos	221.818	303.456	-27%	258.125	-14%
Obrigações trabalhistas	127.018	179.795	-29%	98.881	28%
Valores a pagar por aquisições	1.002.586	570.793	76%	1.054.677	-5%
Pagamento baseado em ações	12.590	-	-	5.625	124%
Adiantamento de clientes	740.590	220.354	3,4x	189.493	3,9x
Dividendos a pagar	14	92.565	-100%	14	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	157.666	133.918	18%	69.270	2,3x
Outros impostos a recolher	84.122	165.259	-49%	87.707	-4%
Provisão para pagamento de Royalties	71.378	41.714	71%	69.423	3%
Debêntures	362.924	239.858	51%	249.445	45%
Debêntures - Partes relacionadas	5.476	37.408	-85%	10.918	-50%
Derivativos	22.626	58.616	-61%	49.151	-54%
Outras obrigações	257.284	162.844	58%	255.123	1%
Ativos classificados como mantidos para venda	32.625	-	-	32.625	-
Total do passivo circulante	5.502.126	5.229.142	5%	5.161.512	7%
Fornecedores	570.250	-	-	647.453	-12%
Empréstimos e financiamentos	3.123.459	3.724.445	-16%	3.477.819	-10%
Derivativos	25.617	443.026	-94%	-	-
Arrendamentos	3.659.875	70.954	51,6x	3.861.370	-5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	887.636	97.937	9,1x	640.860	39%
Provisão para contingências	16.648	3.207	5,2x	4.045	4,1x
Valores a pagar por aquisições	813.808	1.219.078	-33%	833.380	-2%
Obrigações com consórcio	-	57.922	-	-	-
Provisão para abandono	3.668.610	2.274.607	61%	3.652.764	0%
Debêntures	12.816.672	12.206.107	5%	13.631.702	-6%
Debêntures - Partes relacionadas	-	5.357	-	-	-
Outros impostos a recolher PNC	6.108	-	-	6.108	-
Outras obrigações	112.971	59.278	91%	112.879	0%
Total do passivo não circulante	25.701.654	20.161.918	27%	26.868.380	-4%
Capital social	11.971.693	7.140.538	68%	11.971.588	-
Reserva de capital	(1.004.396)	81.003	-	(1.192.886)	-16%
Reserva de lucros	-	2.117.252	-	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	17.501	118.102	-85%	155.798	-89%
Outros resultados abrangentes	-	271.819	-	-	-
Prejuízo acumulado	1.265.721	(610.154)	-	216.666	5,8x
Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa	12.250.519	9.118.560	34%	11.151.166	10%
Participação de acionistas não controladores	-	79.980	-	-	-
Patrimônio líquido	12.250.519	9.198.540	33%	11.151.166	10%
Total do passivo e patrimônio líquido	43.454.299	34.589.600	26%	43.181.058	1%

ANEXO II - Demonstração de Resultados detalhada

Demonstração de Resultado	Potiguar	Racóncavo	Papa-Terra	Atlanta	Parque das Conchas	Peraó	Manati	Pescada	Onshore	Offshore	Downstream	Corporativo	Eliminações	2T25	2T24 Proforma	Δ A/A	1T25	Δ T/T	6M25	6M24 Proforma	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>																					
Receita Líquida	723,7	210,3	340,8	887,3	176,9	120,4	17,0	3,0	934,0	1.545,5	1.377,6	-	(714,6)	3.142,4	3.129,1	0,4%	2.874,3	9,3%	6.016,7	5.952,7	1,1%
Custo do Produto Vendido	(412,5)	(182,5)	(230,6)	(363,7)	(119,3)	(108,3)	(23,3)	10,7	(595,0)	(834,4)	(1.294,8)	-	648,1	(2.076,0)	(2.249,8)	-7,7%	(1.943,9)	6,8%	(4.019,9)	(4.090,2)	-1,7%
Royalties	(60,7)	(13,4)	(39,3)	(51,4)	(16,1)	(3,6)	(0,9)	(0,7)	(74,1)	(112,0)	-	-	-	(186,1)	(188,7)	-1,4%	(185,4)	0,4%	(371,6)	(340,1)	9,2%
Luoro Bruto	311,2	27,8	110,3	523,6	57,5	12,2	(6,2)	13,7	339,0	711,1	82,8	-	(66,5)	1.066,3	879,3	21,3%	930,5	14,6%	1.996,8	1.862,5	7,2%
Despesas G&A	(58,7)	(18,0)	(9,9)	(12,8)	(10,5)	(2,7)	0,1	(1,0)	(76,7)	(36,8)	(16,8)	(9,5)	-	(139,8)	(233,6)	-40,1%	(163,9)	-14,7%	(303,7)	(412,4)	-26,4%
Gastos Exploratórios	-	-	-	(15,4)	0,1	-	-	-	-	(15,3)	-	-	-	(15,3)	(21,7)	-29,3%	(23,2)	-34,1%	(38,5)	(26,1)	47,9%
Outras receitas e despesas operacionais	(5,2)	0,5	(6,6)	(17,8)	(0,0)	(0,3)	-	1,8	(4,7)	(23,0)	21,1	(0,8)	-	(7,4)	(56,3)	-86,9%	(77,4)	-90,5%	(84,7)	(60,9)	39,1%
Luoro Operacional	247,3	10,3	93,7	477,7	47,1	9,1	(6,1)	14,5	267,6	636,0	87,0	(10,3)	(66,5)	903,8	567,8	59,2%	666,0	35,7%	1.569,8	1.363,1	15,2%
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	626,7	(1.435,2)	-	588,8	6,4%	1.215,6	(2.184,8)	-
Resultado antes de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.630,6	(867,4)	-	1.254,8	22,0%	2.785,4	(821,7)	-
Imposto de renda e contribuição social ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(481,5)	285,3	-	(425,6)	13,1%	(907,1)	218,9	-
Luoro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.049,1	(582,1)	-	829,2	26,5%	1.878,2	(602,8)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(481,5)	285,3	-	(425,6)	13,1%	(907,1)	218,9	-
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	626,7	(1.435,2)	-	588,8	6,4%	1.215,6	(2.184,8)	-
Depreciação e Amortização	(113,0)	(72,8)	(32,7)	(211,2)	(10,4)	(16,9)	(10,1)	(0,8)	(185,8)	(282,1)	(17,4)	-	(48,8)	(534,1)	(556,6)	-4,0%	(447,4)	19,4%	(981,5)	(1.095,1)	-10,4%
Depreciação e Amortização G&A	(6,5)	(2,8)	(0,5)	(0,4)	-	(0,1)	-	(0,0)	(9,3)	(1,1)	(0,06)	(4,4)	(0,1)	(14,9)	(10,6)	41,3%	(14,7)	1,6%	(29,6)	(20,9)	42,0%
EBITDA	366,8	85,9	127,0	689,2	57,5	26,2	4,0	15,3	452,7	919,2	104,5	(5,9)	(17,7)	1.452,9	1.135,0	28,0%	1.128,0	28,8%	2.580,9	2.479,0	4,1%
Margem EBITDA	50,7%	40,8%	37,3%	77,7%	32,5%	21,7%	-	-	48,5%	59,5%	7,6%	-	-	46,2%	36,3%	10,0 p.p.	39,2%	7,0 p.p.	42,9%	41,6%	1,3 p.p.
Ajustes não recorrentes	-	-	-	(112,4)	-	-	(11,0)	-	-	(123,4)	-	0,8	-	(122,7)	(103,7)	18,3%	(58,0)	111,4%	(180,7)	(203,9)	-11,4%
EBITDA Ajustado	366,8	85,9	127,0	576,8	57,5	26,2	(7,0)	15,3	452,7	795,8	104,5	(6,1)	(17,7)	1.330,2	1.031,3	29,0%	1.070,0	24,3%	2.400,2	2.275,1	5,5%
Margem EBITDA Ajustado	50,7%	40,8%	37,3%	65,0%	32,5%	21,7%	-	-	48,5%	51,5%	7,6%	-	-	42,3%	33,0%	9,4 p.p.	37,2%	5,1 p.p.	39,9%	38,2%	1,7 p.p.

ANEXO III – Fluxo de Caixa Indireto

Em milhares de reais	2T25	1T25	Δ T/T
Resultado do período	1.049.055	829.174	27%
Ajustes por:			
Resultado de aplicações financeiras	(129.897)	(114.811)	13%
Juros de dívida	548.717	429.177	28%
Atualização dos depósitos judiciais	-	-	-
Ajuste a valor presente	(88.056)	131.108	-
Derivativos não realizados	(648.722)	(315.124)	106%
Variação cambial não realizada	(229.755)	(586.140)	-61%
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	12.603	486	25,9x
Baixa de Imobilizado e intangível	10.156	-	-
Baixa de passivo de arrendamento	20.058	(34.644)	-
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	(133.740)	(187.162)	-29%
Depreciação do imobilizado	205.485	185.932	11%
Amortização do intangível	167.642	154.214	9%
Receita de juros de empréstimos - Yinson	(35.434)	(35.528)	-0,3%
Depreciação de direito de uso	175.914	121.908	1,4x
Apropriação de seguro resultado financeiro	5.174	5.443	-5%
Despesas antecipadas apropriadas no período	(5.174)	69.187	-
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	22.057	24.601	-10%
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	481.503	425.623	13%
Transação com pagamento baseado em ação	8.081	5.829	39%
Baixa de impostos não recuperáveis	-	-	-
Baixa de direito de uso	-	-	-
Atualização monetária - Aluguel prédio Adm.	-	-	-
Atualização earn-out antigo controlador	761	2.943	-74%
Receita de juros com debêntures - partes relacionadas	-	-	-
Atualização da provisão para abandono	62.921	59.601	6%
Remensuração da provisão de abandono (Impairment)	0	1.442	-
	1.499.349	1.173.259	28%
Variação em ativos e passivos			
Contas a receber de terceiros	504.490	72.090	7,0x
Imposto de renda, contribuição social e outros	47.212	82.970	-43%
Imposto de renda e outros impostos a recolher	8.885	(102.615)	-
Estoques	118.669	(161.328)	-
Outros ativos	125.026	30.435	4,1x
Crédito com parceiros	90.668	(22.438)	-
Fornecedores	(460.101)	(213.586)	2,2x
Depósitos judiciais	(6)	(19)	-68%
Despesas antecipadas	19.510	(72.533)	-
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	28.137	(89.244)	-
Royalties	1.955	34.262	-94%
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(47.075)	(37.254)	26%
Derivativos de óleo	78.256	3.528	22,2x
Adiantamentos	89.509	(32.496)	-
Outras obrigações	(716.755)	175.139	-
Impostos pagos sobre o lucro	(38.322)	(31.597)	21%
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	1.349.407	808.573	67%
Aplicações financeiras	(1.520.383)	920.609	-
Aquisição de imobilizado	(699.185)	(860.917)	-19%
Valores a pagar por aquisições	-	(424.281)	-
Aquisição de intangível	(9.681)	(8.630)	12%
Caixa restrito	(166.747)	316	-
Alienação da UPGN e 11 campos	40.329	-	-
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(2.355.667)	(399.217)	5,9x
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(357.262)	(537.966)	-34%
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	(419)	(788)	-47%
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	(4.064)	(90.636)	-96%
Pagamento de passivo de arrendamento	(179.475)	(117.691)	52%
Aumento de capital social	105	27	2,9x
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	(16.665)	(505.010)	-97%
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	(5.357)	(10.357)	-48%
Empréstimos captados	-	379.004	-
Ações em tesouraria	187.374	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(375.763)	(883.417)	-57%
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	(1.382.023)	(474.061)	2,9x
Caixa e equivalente de caixa no início do período	2.694.545	3.171.958	-15%
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(5.443)	(3.352)	62%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	1.307.079	2.694.545	-51%
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	(1.382.023)	(474.061)	2,9x

ANEXO IV – Tabela de Produção por Ativo

Portfólio boe/d	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	JUL/25
Produção Total Bruta	59.564	51.729	39.350	70.815	85.890	90.943
<i>Onshore</i>	34.083	32.409	34.106	34.228	34.238	34.741
<i>Offshore</i>	25.481	19.320	5.244	36.587	51.652	56.202
Óleo bbl/d	48.610	41.205	29.196	58.509	71.704	73.547
Potiguar	23.384	22.082	23.268	22.927	22.956	22.915
Recôncavo	3.701	3.297	3.215	3.465	3.311	3.301
Papa-Terra (62,5%) ⁽¹⁾	8.053	3.543	87	8.078	11.376	11.803
Atlanta (80%) ⁽²⁾	13.257	12.104	2.356	17.975	27.393	28.237
Parque das Conchas (23%) ⁽⁴⁾	-	-	83	5.879	6.499	7.088
Peroá + Manati (45%) e Pescada (35%)	215	179	187	185	170	203
Gás boe/d	10.954	10.524	10.154	12.306	14.185	17.396
Potiguar	1.662	1.537	1.669	1.795	1.907	2.267
Recôncavo ⁽³⁾	5.336	5.493	5.954	6.041	6.064	6.258
Papa-Terra (62,5%) ⁽¹⁾	349	163	5	388	502	444
Atlanta (80%) ⁽²⁾	566	534	87	836	1.400	1.390
Parque das Conchas (23%) ⁽⁴⁾	-	-	5	403	573	633
Peroá + Manati (45%) e Pescada (35%)	3.041	2.797	2.434	2.843	3.738	6.404

(1) Em 16 de abril de 2024, a 3R Offshore, com base no *Joint Operating Agreement*, exerceu o direito de cessão compulsória ("*forfeiture*") da participação indivisa de 37,5% da Nova Técnica Energy Ltda. ("NTE") no consórcio pela inadimplência financeira da NTE. Após o *forfeiture*, a NTE iniciou, em 03 de maio de 2024, um procedimento arbitral ("*Arbitragem*"). Em paralelo à Arbitragem, a NTE obteve, em 19 de julho de 2024, perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, uma decisão liminar suspendendo o processo de aprovação pela ANP da cessão de sua participação iniciada pela 3R Offshore até a decisão do Tribunal Arbitral, constituído em março de 2025. Em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3R Offshore; (2) A Companhia concluiu em 26 de setembro de 2024 a venda de 20% de Atlanta para Westlawn Americas Offshore LLC, passando a deter a participação de 80% no ativo; (3) Em julho de 2025, ~27% do gás produzido no Recôncavo foi reinjetado; (4) A Companhia concluiu em 30 de dezembro de 2024 a aquisição da participação de 23% em Parque das Conchas.