

Informações Trimestrais – ITR

Em 30 de setembro de 2024 contendo o Relatório da Administração e o Relatório dos auditores independentes sobre a revisão das informações trimestrais

Resultados | 3T24

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2024 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) apresenta os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2024 (“3T24”). O desempenho financeiro e operacional descritos no ITR e notas explicativas contemplam resultados da 3R e da Enauta consolidados desde 1º de agosto de 2024, e consideram, portanto, três meses de resultados da 3R e dois meses de resultados da Enauta. Para efeitos comparativos, demonstraremos resultados proforma trimestrais, somando os resultados das duas companhias, entre o 1T23 e o 3T24, e incluindo, portanto, o resultado apurado pela Enauta no mês de julho de 2024.

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 da Companhia. 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 2023, assim como os dados quantitativos 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 Proforma					
	3T24	3T23	Δ A/A	2T24	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	2.193,5	2.456,3	-10,7%	3.129,1	-29,9%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	727,4	675,3	7,7%	1.031,3	-29,5%
Margem EBITDA Ajustada	33,2%	27,5%	5,7 p.p.	33,0%	0,2 p.p.
Produção Média Total ¹ (boe/dia)	51.721	48.998	5,6%	59.556	-13,2%
Produção média diária de óleo (bbl/dia)	41.205	35.619	15,7%	48.610	-15,2%
Produção média diária de gás (boe/dia)	10.516	13.379	-21,4%	10.946	-3,9%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	75,2	80,7	-6,8%	76,8	-2,1%
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	7,3	7,8	-6,4%	7,8	-6,4%
Lifting Cost (US\$/boe)	20,0	23,5	-14,9%	22,6	-11,5%

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

DESTAQUES DO TRIMESTRE

- **Combinação de negócios:** Conclusão das incorporações da Enauta e da Maha pela 3R, consolidando uma das maiores e mais integradas empresas independentes do setor de óleo e gás na América Latina
- **Parceria nos Campos de Atlanta e Oliva:** Conclusão da transação com a Westlawn para venda de 20% na Concessão BS-4 com o pagamento de R\$ 1.287 milhões ou US\$ 234 milhões para a Brava (valor total da transação foi de US\$ 309 milhões por 20%)
- **Atualização de Rating com perspectiva positiva:** pela Fitch, para AA- no rating nacional de longo prazo, com perspectiva estável, e pela S&P, para brAA- em escala nacional, com perspectiva positiva

Primeiro resultado financeiro combinado

- Receita líquida Proforma consolidada de R\$ 2.194 milhões no 3T24
- Custo de extração (*lifting cost*) estável em US\$ 20,0/boe no 3T24: custo de extração (*lifting cost*) *onshore* terminou estável em US\$ 20,4/boe, enquanto o segmento offshore registrou US\$ 19,4/boe no 3T24
 - Excluindo os custos com afretamento, o custo de extração (*lifting cost*) offshore ficaria em US\$ 13,4/boe, reduzindo o custo de extração (*lifting cost*) integrado da Companhia para US\$ 17,9/boe no 3T24
- EBITDA Ajustado proforma de R\$ 727,4 milhões no 3T24: +7,7% quando comparado ao 3T23 (A/A)
- Margem EBITDA Ajustado proforma de 33,2% (+5,7 p.p. A/A) no 3T24. No segmento Upstream, a margem alcançou 48,6% no 3T24 (+2,8 p.p. A/A)
- Estrutura de capital com alta liquidez: robusta posição de caixa de US\$ 1.2 bilhão
- Primeira etapa para destravamento de sinergias concluída no 3T24:
 - Otimização de equipes de operação e corporativa
 - Pré-pagamento de linhas de crédito com custo mais elevado
 - Início da reestruturação societária para viabilizar otimizações fiscais e de crédito
 - Início da amortização da mais valia decorrente da transação

Esforço contínuo na recuperação das integridades dos ativos

- Produção do 3T24 registrou média de 51,7 mil boe/d, +5,6% A/A. Considerando a participação de 23% em Parque das Conchas a produção no trimestre registrou média de 58,2 mil boe/d
- Conclusão da campanha do flotel e *workover* do poço PPT-50 em Papa-Terra. Campanha de manutenção voltada à integridade das unidades, buscando maior resiliência na produção no médio e longo prazo
- Considerável aumento da capacidade de injeção de vapor, com os primeiros resultados na Bacia Potiguar (campos de Estreito e Alto do Rodrigues)
- Continuidade nas campanhas de perfuração nos Complexos Potiguar e Recôncavo
- Licença do IBAMA emitida para o FPSO Atlanta em setembro de 2024

Conferência em Português	Conferência em Inglês
14 de novembro de 2024	14 de novembro de 2024
10:00 (BRT)	8:00 a.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 5650 1397	
Senha: 116137	
Inscrição: clique aqui	

Mensagem da Administração

Esta é a nossa primeira mensagem da Administração como Brava Energia. A Companhia surge a partir da incorporação da Enauta pela 3R Petroleum, criando uma das principais empresas integradas de óleo e gás da América Latina, com um portfólio robusto e diversificado. Nesse contexto, gostaríamos de compartilhar com investidores e leitores as principais prioridades da Administração para gerar valor aos acionistas, através do desenvolvimento e revitalização dos nossos ativos de forma eficiente e rentável, em terra e no mar, mesmo em ambiente de preços de petróleo mais desafiadores.

No curto prazo, o foco da Administração está direcionado ao reestabelecimento da produção em Papa-Terra e ao início da produção do FPSO Atlanta. Em Papa-Terra, foi criada uma força tarefa, com profissionais dedicados a priorização de atividades e alocação de equipes a bordo. O intuito da campanha de manutenção é criar a fundação para uma operação estável, por meio da ativação de sistemas de preservação das unidades e recuperação da integridade das instalações, para melhorar a eficiência e reduzir perdas por paradas de manutenção não-programadas. Em Atlanta, o objetivo é concluir o atendimento das demandas da ANP, enquanto aguardamos a vistoria do sistema de medição, programada para o fim de novembro.

Em paralelo, no início do mês, a Companhia iniciou o processo de descomissionamento do FPSO Petrojarl I avançando com a reconexão dos poços para o FPSO Atlanta, que deverá ser concluída no 2T25, quando os seis poços da Fase I estarão em produção.

Retomada a produção em Papa-Terra e obtido o primeiro óleo no FPSO Atlanta, os esforços estarão concentrados na entrega das curvas de produção desses dois ativos. Além disso, seguimos trabalhando para otimizar a produção dos campos *onshore*, com destaque para a campanha de perfuração da Bacia Potiguar e a forte expansão da capacidade de injeção de vapor com impacto positivo na produção dos próximos 12 meses.

Concluimos o trabalho de planejamento iniciado em agosto, que contempla uma série de ações para otimização e alinhamento em todas as dimensões da gestão da Companhia. As iniciativas visam implementar uma cultura corporativa que privilegie a eficiência, o pragmatismo e a meritocracia; nos preparar para racionalizar o portfólio, promovendo parcerias e desinvestimentos nos ativos de menor materialidade; nos ajudar na captura das sinergias previstas no âmbito da combinação de negócios; e colaborar para que a Brava se torne mais resiliente e competitiva, reduzindo gradativamente os custos de extração e administrativos por barril.

Priorizaremos esforços nas dez maiores das 51 concessões que compõem o portfólio atual, e que representam aproximadamente 90% do valor e das reservas da Companhia, atuando com disciplina de capital, de forma compatível com as limitações relacionadas a anuências de órgãos ambientais, direcionando recursos para os projetos mais rentáveis e de melhor *payback*. Assim, o plano de CAPEX dos próximos anos estará alinhado com a intenção da Administração de promover um processo de desalavancagem acelerado e o crescimento do retorno aos acionistas por meio de distribuição de dividendos e/ou recompra de ações.

Por fim, gostaríamos de agradecer aos nossos colaboradores e líderes oriundos da 3R e da Enauta e que hoje constituem o time BRAVA. Não apenas pelos logros alcançados ao longo dos últimos anos, que permitiram a ambas as empresas alcançar um papel de destaque entre as empresas independentes da América Latina, mas também pela intensa dedicação em viabilizar a combinação das companhias de maneira tão intensa e eficiente. É com o suporte do Conselho de Administração e a dedicação deles que contamos para seguir desenvolvendo uma trajetória de sucesso.

ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A Brava Energia inicia sua trajetória com práticas ambientais, sociais e de governança corporativa sólidas, que serão os pilares para o desenvolvimento do plano estratégico da nova Companhia. 3R e Enauta possuíam longo histórico de iniciativas voltadas à sustentabilidade, sendo a conclusão da transação entre ambas o ponto de partida para o início do processo de consolidação e alinhamento destas práticas. Esse processo vem sendo suportado de forma integrada pelo Conselho de Administração, pelo Comitê de Sustentabilidade e por diversas áreas da Companhia.

Nesse contexto, a Brava deu início ao processo de fortalecimento de sua estrutura de Governança Corporativa. Em setembro de 2024, aderimos ao Pacto Brasil pela Integridade Empresarial, iniciativa da Controladoria Geral da União, que estimula empresas que atuam no país a assumir, voluntariamente, compromisso público com a integridade empresarial e a desenvolver cultura organizacional contra a corrupção e a favor de questões como o desenvolvimento sustentável, respeito aos direitos humanos e trabalhistas. A adoção da ferramenta *Compliance Cloud* é outra iniciativa do 3T24, e reforça o Programa de Integridade e automatiza fluxos de comunicação e monitoramento de indicadores em tempo real. A Companhia também optou por manter, durante a fase de integração de atividades, os canais confidenciais da 3R e da Enauta em vigor, de forma que eventuais denúncias recebidas anteriormente possam continuar sendo acompanhadas até a conclusão da integração.

Na pauta ambiental, seguimos apoiando iniciativas voltadas à preservação do meio ambiente, com destaque no 3T24 para o projeto de reuso da água produzida em Fazenda Belém, que busca alternativas sustentáveis para destinação da água em suas operações; e a participação do mutirão de limpeza dos manguezais no estado da Bahia, em colaboração com moradores, pescadores e marisqueiras da região, promovida pelo Projeto "Mãos que Cuidam", em conexão com o Dia Internacional para a Conservação do Ecossistema de Manguezais.

Em relação à gestão de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), a Companhia se prepara para a consolidação de indicadores de todo o portfólio, para então estabelecer planos de ação e novas metas, por meio de processos de monitoramento, relato e verificações alinhados às diretrizes do *Petroleum Guidelines* e ao *GHG Protocol*. O objetivo é manter um aprimoramento contínuo na gestão de emissões.

Já na esfera social, destacamos as iniciativas voltadas à Diversidade. Lançamos o Programa "Jovem Aprendiz para Mulheres Pretas", visando promover oportunidades de acesso ao mercado de trabalho e desenvolvimento de carreira de maneira sustentada a este grupo. A Companhia foi indicada ainda como finalista ao Prêmio Ser Humano 2024, promovido pela Associação Brasileira de Recursos Humanos (ABRH), com o case "Estágio de Verão: uma proposta de inserção de estudantes no mundo do Óleo e Gás", por meio do qual foram oferecidas vagas de estágio para estudantes que tiveram a oportunidade de vivenciar a Companhia e a indústria, com alguns sendo efetivados no fim do processo.

A Brava Energia busca promover o bem-estar das comunidades onde atua e promover o desenvolvimento social por meio de projetos e iniciativas que enfatizam a educação, os direitos humanos e o respeito socioambiental. No 3T24, a Companhia iniciou a disponibilização de serviços odontológicos para 500+ moradores de comunidades próximas às suas operações no Rio Grande do Norte, e finalizou a segunda edição do projeto "Trilha de Aprendizagem" na Bahia, impactando mais de 100 jovens com capacitações em empregabilidade, empreendedorismo, sustentabilidade e inovação. A Companhia também patrocinou eventos como a "Corrida das Estações" na Bahia, Rio Grande do Norte e no Rio de Janeiro, incentivando a prática de esportes e promovendo a qualidade de vida e a integração entre seus colaboradores.

Portfólio

Incorporação da Maha Holding e da Enauta Participações

Em 31 de julho de 2024, foi concluída a incorporação da Maha Holding (“Maha”) e da totalidade das ações de emissão da Enauta Participações pela Companhia. A Brava sucedeu a Maha em todos os seus direitos e obrigações e passou a ser titular da totalidade das ações de emissão da 3R Operações Offshore (antiga Maha Offshore). Com a incorporação das ações da Enauta Participações, esta deixou de ter ações negociadas na B3 e foram emitidas novas ações ordinárias pela 3R, de acordo com a relação de troca acordada entre os acionistas de ambas as empresas.

Em 1º de novembro de 2024, após nova AGE, a 3R Operações Offshore e a Enauta Participações foram incorporadas pela Brava. Estes ajustes na estrutura societária eram previstos na transação e serão fundamentais para extrair parte das sinergias estimadas para a nova Companhia.

A Brava Energia surge como o resultado dessa transação e inicia sua trajetória como uma das maiores empresas independentes do setor de óleo e gás na América Latina. O robusto portfólio contempla larga escala de reservas provadas (mais de 500 milhões de barris de reservas 1P) e alto potencial de incremento de produção e geração de caixa no curto prazo, ancorados em um modelo de negócio resiliente e estratégico.

Vale destacar que dez das 51 concessões que compõem o portfólio atual representam aproximadamente 90% do valor e das reservas estimados para a Companhia. Nesse contexto, a Companhia concentrará os esforços nesses dez principais ativos, atuando com disciplina de capital, de forma compatível com as limitações relacionadas a anuências de órgãos ambientais, direcionando recursos para os projetos mais rentáveis e de melhor *payback* mais curto. Em paralelo, a intenção da Administração é racionalizar o portfólio, promovendo parcerias e desinvestimentos nos ativos de menor materialidade.

Portfólio Brava

A Brava é uma companhia brasileira independente com portfólio diversificado e atuação abrangente entre os segmentos da indústria de óleo e gás. Atualmente, o portfólio *upstream* da Companhia é composto por ativos, localizados em seis bacias sedimentares distintas, de cinco estados do Brasil:

(1) Complexo Potiguar - reúne os campos de óleo e gás natural em terra e águas rasas na Bacia Potiguar, conectados, em sua maior parte, por ampla infraestrutura de dutos de escoamento. Os principais campos deste complexo são: Macau, Canto do Amaro, Alto do Rodrigues, Estreito, Salina Cristal e Fazenda Pocinho;

(2) Complexo Recôncavo - reúne os campos de produção de óleo e gás natural em terra na Bacia do Recôncavo. Os principais campos deste complexo são: Água Grande e Candeias;



Portfólio Offshore – formado por campos de produção de óleo e gás natural em águas rasas e profundas:

(3) Papa-Terra: campo *offshore* de produção de petróleo, localizado na Bacia de Campos, o qual a Companhia opera e detém participação de 62,5%¹;

(4) Atlanta: campo de óleo *offshore*, localizado na Bacia de Santos e incorporado ao portfólio após a conclusão da transação entre 3R e Enauta. Atualmente, a Companhia opera e detém, desde 26 de setembro de 2024, a parcela de 80% no ativo. Nesta data, a Brava concluiu a transação de venda da participação de 20% da Concessão BS-4, que inclui os campos de Atlanta e de Oliva para afiliadas da Westlawn Americas Offshore LLC, empresa do portfólio do Westlawn Group LLC. A transação foi concluída com o pagamento de US\$ 234 milhões à Companhia, considerando os ajustes previstos no contrato que se somam à parcela de US\$ 75 milhões recebida pela Companhia após assinatura em março de 2024.

(5) Polo Peroá: formado por campos de gás natural e condensado de petróleo localizados em águas rasas e profundas da Bacia do Espírito Santo. A Brava opera e detém 100% de participação no ativo;

(6) Parque das Conchas: concessão formada pelos campos Abalone, Ostra e Argonauta localizado na Bacia de Campos, no qual a Brava adquiriu participação não operada de 23%, detida pela QatarEnergy Brasil Ltda. A transação está em processo final de aprovação pela ANP, com previsão de finalização para o primeiro trimestre de 2025. O ativo é operado pela Shell, que detém 50% de participação. No trecho abaixo detalhamos ainda mais essa transação.

(7) Manati: campo não-operado de produção de gás natural em águas rasas na Bacia de Camamu-Almada, no qual a Brava detém parcela não operada de 45% de participação. Assim como Atlanta, Manati também foi recentemente incorporado ao portfólio da Companhia após a transação entre 3R e Enauta. A Petrobras é a atual operadora do ativo com 35% de participação.

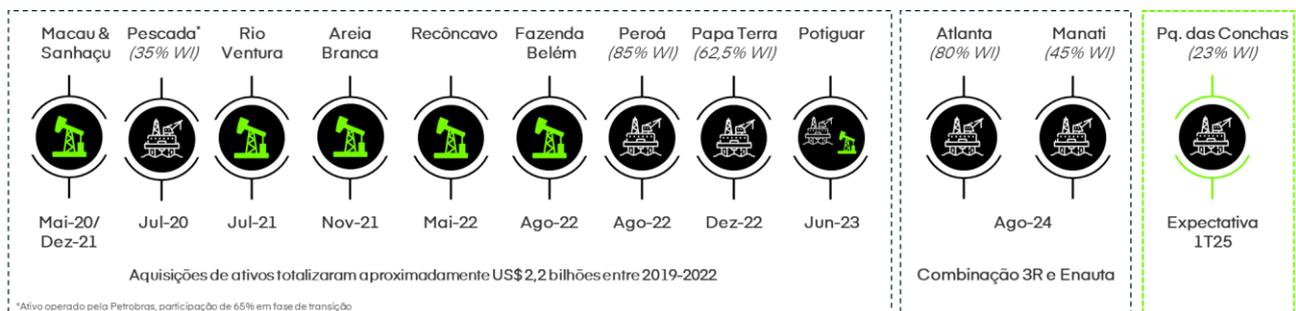
(8) Pescada: o Polo Pescada integra o Complexo Potiguar, mas para análise do portfólio segregamos o ativo por se tratar de uma operação offshore (águas rasas) e por ainda ser uma participação não operada. A companhia detém 35% de participação no ativo, sendo o restante detido pela Petrobras, atual operadora da concessão. Este campo é próximo ao sub-cluster de Ubarana, operado pela Companhia, que também se localiza em águas rasas da Bacia Potiguar, o qual encontra-se em processo de retomada de operação pela Companhia (os campos desse sub-cluster foram hibernados pelo antigo operador, Petrobras, desde março de 2020).

A diversificação do portfólio e a exposição à produção de óleo e gás natural são vantagens competitivas, pois permitem a integração da cadeia produtiva, a captura de sinergias operacionais, o aumento da escala e da margem dos produtos comercializados, além de maior resiliência às oscilações de preços das commodities.

¹ Conforme descrito na sessão “Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra” abaixo, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (*forfeiture*), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionando a aplicação da cessão compulsória prevista na cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, no qual foi deferida medida liminar determinando a suspensão do processo até a decisão da arbitragem. A 3R Offshore recorreu da decisão e aguarda da formação do Tribunal Arbitral.

Quanto à produção de gás natural, a Brava hoje está posicionada entre as maiores produtoras de gás não-associado do América Latina, posicionamento que confere à Companhia grande diferencial estratégico para otimizar a monetização de sua produção. Além de diversificar as receitas da Companhia, o gás natural cumpre um importante papel de insumo para diversas etapas da nossa cadeia de produção, entre elas: (i) a geração de vapor, utilizado no desenvolvimento da produção de campos de óleo pesado do próprio portfólio no Rio Grande do Norte e Ceará e (ii) o consumo para geração de energia nas atividades de refino no Rio Grande do Norte.

No encerramento do 3T24, a Brava era operadora de todos os ativos que compõem o portfólio, com exceção de Manati e Pescada (operados pela Petrobras) e Parque das Conchas (cuja participação de 23% está em processo de aquisição junto à QatarEnergy; e é operado pela Shell) conforme detalhado acima. A figura abaixo ilustra o fluxo de aquisição e construção do portfólio da Brava, com datas de conclusão das transações. De forma consolidada, a Companhia investiu aproximadamente US\$ 2,2 bilhões na aquisição de ativos da Petrobras, sendo tais valores suportados por injeções de capital e contratações de instrumentos de dívida.



A Companhia dispõe ainda de ativos no segmento *mid & downstream* localizadas no Rio Grande do Norte, cuja operação foi assumida em 08 de junho de 2023. Dentre eles, destacam-se: (i) a Refinaria Clara Camarão, com capacidade nominal instalada de processamento diário de aproximadamente 40 mil barris, (ii) o Terminal Aquaviário de Guamaré (terminal de uso privado), com alta capacidade de tancagem e com dois sistemas de escoamento e transferência (monoboias), possibilitando exportação, importação e fluxos comerciais domésticos por meio de cabotagem de petróleo cru e produtos derivados, e (iii) as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré, com capacidade para processamento de cerca de 1,8 milhão de m³ por dia e com conexão à malha de gás das regiões Nordeste e Sudeste do país. Esses ativos são estratégicos e reforçam a independência da Companhia em relação a infraestrutura de terceiros, permitindo acessar o mercado local e internacional por meio de ativos próprios.

Ao redor dos ativos de *mid & downstream* supramencionados, há plantas de tratamento de óleo e gás, oficinas, subestações elétricas, laboratórios e estações de recebimento e retirada de óleo cru e refinados por modal rodoviário, compondo o importante Ativo Industrial de Guamaré (AIG) da Companhia.

A completa integração entre os segmentos *upstream* e *mid & downstream* no Rio Grande do Norte é um importante gerador de valor para toda cadeia produtiva, à medida que: (i) adiciona flexibilidade e independência de escoamento da produção do *upstream*, sendo a refinaria e o terminal aquaviário alternativas diretas para comercialização dos produtos; (ii) proporciona escala à Companhia para comercialização de óleo cru e produtos refinados, uma vez o AIG recebe produção própria e de terceiros; (iii) gera receitas pela prestação de serviços para escoamento e processamento de gás natural, além de serviços de estocagem e logística; (iii) amplia a capacidade de estocagem da produção; e (iv) gera oportunidade de acesso aos mercados doméstico e internacional, por meio do terminal aquaviário.



Ativos em aquisição

Em dezembro de 2023, a Brava iniciou o processo de aquisição de participação não-operada de 23%, detida pela QatarEnergy Brasil Ltda., nos campos que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos (Abalone, Ostra e Argonauta). A concessão de Parque da Conchas tem vigência até dezembro de 2032 e é operada pela Shell, que detém participação de 50%, em parceria com a Indiana ONGC, que detém os outros 27% restantes.

O investimento realizado até o momento foi de aproximadamente US\$15 milhões na assinatura. O contrato de aquisição prevê mais US\$135 milhões a serem pagos em três parcelas, sendo a primeira na data de conclusão da operação, a qual será ajustada pelo fluxo de caixa gerado pelo ativo desde julho de 2023 (*effective date* da transação), e as seguintes pagas em 12 e 24 meses, após a conclusão da transação. A aquisição foi aprovada pelo CADE e encontra-se em processo de atendimento de condições precedentes e aprovação pela ANP.

Sobre Uruguá-Tambaú, a Brava está em tratativas com a Petrobras para formalizar o encerramento do SPA. Conforme informado ao mercado por meio de Fato Relevante, em 1º de julho de 2024, a Enauta rescindiu o contrato para aquisição do FPSO Cidade de Santos junto à MODEC.

Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a possuir 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora detém 100% de participação no Polo Peroá e 62,5% do Polo Papa-Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"), o qual encontra-se em disputa, conforme descrito abaixo.

Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa-Terra por meio do *Joint Operating Agreement* ("JOA"), a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela Nova Técnica no consórcio (*forfeiture*). Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, do qual foi proferida decisão liminar em 1ª instância, e posteriormente modulada em 2ª instância que, dentre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão compulsória perante a ANP, embora tenha vedado o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo de Papa-Terra, desde que estas tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, e desde que a Companhia não se reporte como única detentora de participação no Campo de Papa-Terra, devendo incluir ressalva sobre o litígio existente entre 3R Offshore e NTE, até que a questão venha a ser apreciada pelo Tribunal Arbitral a ser constituído no âmbito da Arbitragem, e (iii) determinou que seja mantida conta bancária para depósito da receita de produção originalmente cabível à NTE (37,5%), após o abatimento das despesas proporcionais à referida participação, até que o tema seja apreciado pelo Tribunal Arbitral.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de junho de 2024, a partir do exercício do *forfeiture*, a Companhia passou a reter 37,5% da produção do ativo e considerá-la nos seus resultados, bem como os gastos decorrentes desta parcela, sem alterar, no entanto, a sua participação de 62,5% sobre os direitos de concessão no campo de Papa-Terra registrados no Balanço Patrimonial da Companhia.

Considerando a decisão de 2ª instância, proferida em 16 de agosto de 2024, que reformou parcialmente a decisão de 1º grau no sentido da manutenção do status quo contratual até a análise pelo Tribunal Arbitral, a Companhia passou a mensurar, nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Polo de Papa-Terra nas linhas de resultados. Dessa forma, as receitas e gastos referentes a 37,5% da participação detida pela NTE foram registradas na conta de créditos com parceiros. Conforme nota explicativa 5, em 30 de setembro de 2024, o saldo da dívida da NTE em favor da Companhia é de R\$ 315,8 milhões.

A parcela de 37,5% das receitas originalmente cabíveis à NTE e seus respectivos gastos referentes ao Campo de Papa-Terra (parcela da NTE, em disputa) até 30 de junho de 2024, foram reconhecidos nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, com a reversão de R\$ 20,9 milhões à débito no resultado e R\$ 50,0 milhões líquido entre ativos e passivos do balanço patrimonial. Dessa forma, conforme refletido nas Informações Trimestrais (ITR) em 30 de setembro de 2024, a contabilidade da Companhia reflete 62,5% de participação no Campo de Papa-Terra.

A Companhia informa que, neste momento, a arbitragem e a liminar não alteram as atividades operacionais em curso e não impedem a implementação do plano de desenvolvimento do ativo.

Desempenho Operacional

Upstream

A partir das incorporações de ações da Enauta e da Maha Offshore, realizadas em 31 de julho de 2024, o portfólio *upstream* da Companhia tornou-se mais diversificado e robusto, com a inclusão dos campos de Atlanta e Manati e o aumento de participação sobre Papa-Terra e Peroá.

Para fins de comparação, os ativos incorporados após a transação foram considerados em uma base histórica proforma desde o 3T23. Dessa forma, consolidamos os ativos da Enauta (Atlanta e Manati) e a participação de 15% na 3R Offshore, anteriormente detida pela Maha Energy, resultando em uma participação direta da Companhia de 62,5% em Papa-Terra e 100% em Peroá.

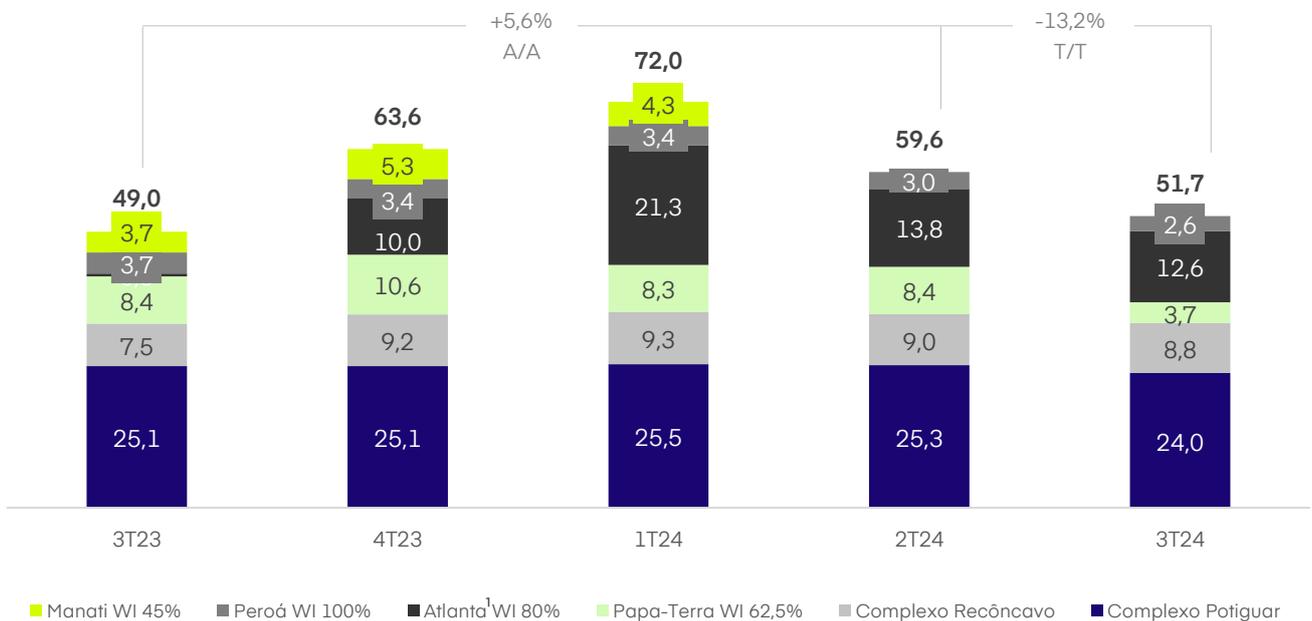
Produção Total do Portfólio da Companhia
(Proforma) (kboe/d)



Com essas premissas, a produção média diária atingiu 51.721 barris (boe/d) no 3T24, com incremento de 5,6% (A/A) e redução de 13,2% em relação ao trimestre anterior (T/T), conforme gráfico abaixo:

Produção Total por Cluster

Participação Companhia | kboe/d



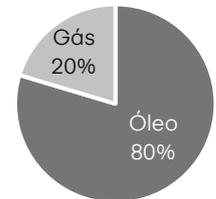
¹ Até 27 de setembro de 2024, inclusive, considera 100% de participação da Companhia em Atlanta, após celebração da alienação de 20% com a Westlawn, a participação da Companhia passou a ser 80%.

No 3T24, a produção média diária de óleo alcançou 41.205 barris (bbl/d), +15,7% A/A e -15,2% T/T, representando 80% da produção média do período. A performance no trimestre é explicada, principalmente: (i) pelo menor nível de produção em Papa-Terra, devido às paradas de produção programada e atendimentos a solicitações da ANP, conforme descrito abaixo na sessão sobre Papa-Terra; (ii) pela menor produção no Complexo Recôncavo, -10,9% bbl/d T/T, devido a intervenções em

poços e atividades de restauração das instalações, e (iii) pela retomada da produção de Atlanta em julho após conclusão de manutenção do FPSO Petrojarl I, parcialmente compensada pelo início do processo de desconexão dos poços que estavam produzindo por meio desta unidade e que serão conectados ao novo FPSO Atlanta.

A produção média diária de gás atingiu 10.516 boe (1.672 mil m³/d) no 3T24, -21,4% A/A e -3,9% T/T, correspondente a 20% da produção média diária do período. O resultado é explicado pela menor produção de gás em Peroá, -10,7% boe/d T/T, em razão da menor demanda de gás no mercado local, limitando a produção do Polo à parcela firme (menos de 50% da capacidade produtiva do ativo) prevista no contrato (*take or pay*) com a ES Gás. Na comparação anual, a redução de volume também é justificada pela ausência de produção em Manati no 3T24.

Perfil da Produção
(3T24 - boe/d)



A produção total no trimestre foi de 3.791 mil barris de óleo e 967 mil boe (153.815 mil m³) de gás, totalizando 4.758 mil barris de óleo equivalente. Cabe mencionar que, do volume total de gás produzido no Complexo Recôncavo, aproximadamente 29% foram consumidos na operação e/ou reinjetados no reservatório.

Em uma distribuição total da produção, o Complexo Potiguar representou 46% da produção média total no 3T24, enquanto o Complexo Recôncavo respondeu por 17%. O Portfólio Offshore respondeu por aproximadamente 37% da produção no período, com os Polos Papa-Terra, Atlanta e Peroá representando 24%, 7% e 5%, respectivamente. O campo de Manati encontra-se em parada programada para manutenção com retomada de produção prevista pelo operador (Petrobras) para o 1T25.



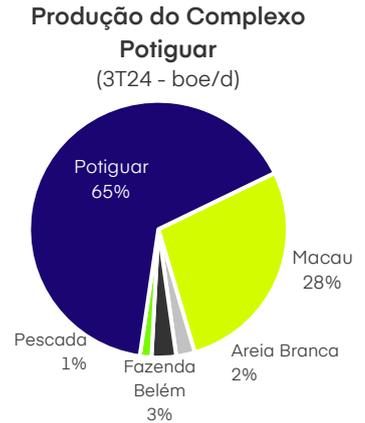
A tabela abaixo consolida os dados operacionais dos ativos que compõem o portfólio da Brava Energia, considerando o percentual de participação em cada ativo.

Portfólio	3T23	4T23	1T24	2T24	3T24
Produção Total boe/d	48.998	63.626	72.045	59.556	51.721
Complexo Potiguar	25.137	25.101	25.453	25.322	23.958
Complexo Recôncavo	7.538	9.187	9.286	9.036	8.790
Papa-Terra	8.350	10.595	8.339	8.402	3.706
Atlanta	538	10.006	21.252	13.823	12.638
Peroá	3.727	3.442	3.392	2.973	2.629
Manati	3.708	5.294	4.323	-	-

Complexo Potiguar

O Complexo Potiguar é formado pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca, Fazenda Belém e Pescada, esse último ainda sob operação da Petrobras, com participação de 65%. A parcela não operada remanescente de 35% é detida pela Brava Energia, sendo essa a parcela correspondente aos seus resultados financeiros.

No 3T24, o Complexo Potiguar registrou 23.958 boe/d, -4,7% A/A e -5,4% T/T. A produção média de óleo atingiu 22.157 bbl/d, -5,7% A/A e -5,5% T/T, e representou 92,5% da produção do Complexo no trimestre. A produção média diária de gás foi de 1.800 boe (286 mil m³/d), +9,3% A/A e -3,5% T/T.

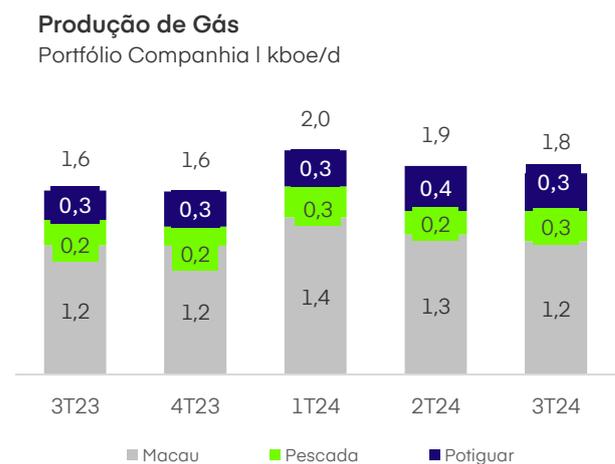
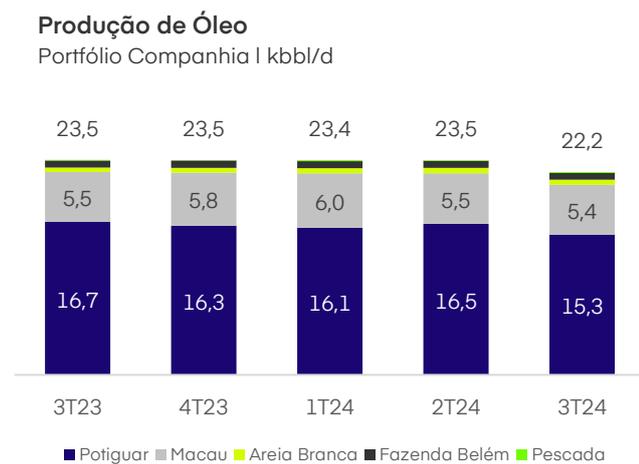


A produção total no trimestre foi de 2.038 mil barris de óleo e 166 mil boe (26.331 mil m³) de gás, totalizando 2.204 mil barris de óleo equivalente.

O resultado operacional do Complexo Potiguar no trimestre é explicado: (i) pela menor produção de óleo no Polo Potiguar, -7,0% bbl/d T/T, devida a limitação de recebimento de óleo no ATI (Ativo Industrial de Guimarães), parcialmente compensada pelas campanhas de *workovers*, *pullings* e reativações, e (ii) pelo desempenho de Macau, -2,3% boe/d T/T, devido a restrições na injeção de água em poços de recuperação secundária, parcialmente compensado pela conclusão de atividades de manutenção no ativo.

No 3T24, as atividades operacionais realizadas no Complexo Potiguar foram suportadas por onze sondas de *workover*, três sondas de *pulling* e três sondas de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas em poços no trimestre, destaque para 95 *workovers* e 13 perfurações.

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

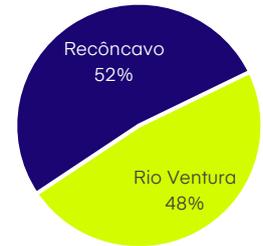


Complexo Recôncavo

O Complexo Recôncavo é formado pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, operados pela Companhia e localizados na Bacia do Recôncavo, Estado da Bahia.

No 3T24, o Complexo Recôncavo registrou 8.790 boe/d, aumento de 16,6% A/A e -2,7% T/T. A produção média de óleo atingiu 3.298 bbl/d, +0,1% A/A e -10,9% T/T. Já a produção média diária de gás foi de 5.493 boe (873 mil m³/d), +29,4% A/A e +2,9% T/T, e representou 62,5% da produção do Complexo no 3T24.

Produção do Complexo Recôncavo (3T24 - boe/d)



A produção total no trimestre foi de 303 mil barris de óleo e 505 mil boe (80.342 mil m³) de gás, totalizando 809 mil barris de óleo equivalente.

A Companhia ressalta que, do volume total de gás natural produzido no Complexo Recôncavo no 3T24, aproximadamente 29% foi reinjetado no reservatório. Considerando apenas a produção de gás do Polo Recôncavo, 2.865 boe/d (456 mil m³/d), no 3T24, aproximadamente 56% do volume de gás produzido no ativo foi reinjetado no reservatório e/ou consumido nas operações.

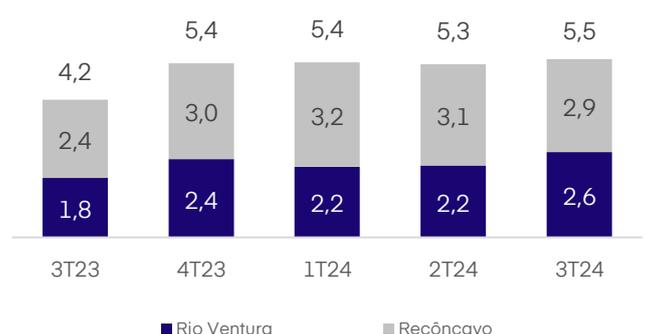
O desempenho operacional do Complexo Recôncavo no trimestre é explicado: (i) pela maior produção de gás no Polo Rio Ventura, +5,0% boe/d T/T, em razão da maior demanda de gás no mercado local e menor restrição para escoamento e tratamento de gás da UPGN Catu, parcialmente compensado pela (ii) menor produção no Polo Recôncavo, -8,9% boe/d T/T, devido ao maior número de intervenções em poços para correção de falhas de equipamentos.

No 3T24, as atividades operacionais realizadas no Complexo Recôncavo foram suportadas por três sondas de *workover* e uma sonda de perfuração. Dentre as principais atividades em poços realizadas no trimestre, destaque para 10 *workovers* e 2 perfurações.

Produção de Óleo
Participação Companhia | kbb/d



Produção de Gás
Participação Companhia | kboe/d



Portfólio Offshore

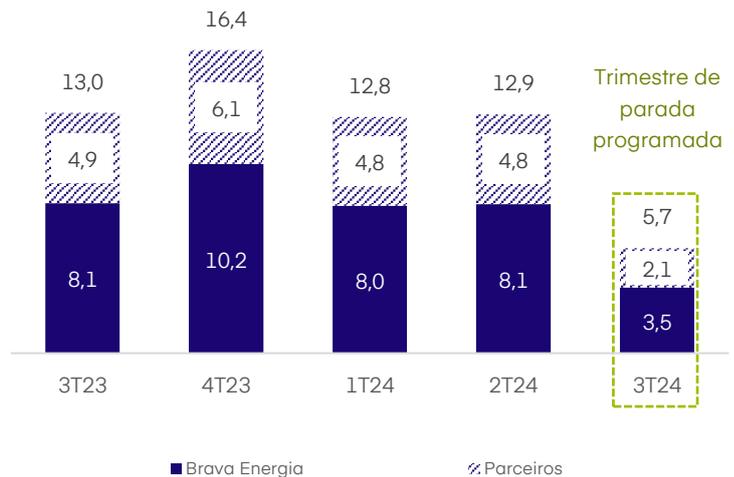
Papa-Terra

Com a incorporação da Maha Energy no contexto da formação da Brava Energia, a Companhia passou a deter 62,5% no ativo, e os dados operacionais apresentados equivalem a esta participação em um histórico proforma.

Além disso, vale destacar que, em 16 de abril de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (forfeiture), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou procedimento de arbitragem questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro. Para maiores detalhes sobre o Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra, verificar a seção "Portfólio" deste relatório.

Produção de Óleo | Papa-Terra

Participação Companhia | bbl/d



No 3T24, considerando 62,5% de participação, o ativo registrou produção de 3.706 boe/d, reduções de 55,6% A/A e de 55,9% T/T. A produção média de óleo atingiu 3.543 bbl/d, -56,3% A/A e -56,0% T/T, e representou 95,6% da produção do ativo. A produção média diária de gás foi de 163 boe (26 mil m³/d), -32,5% A/A e -53,3% T/T.

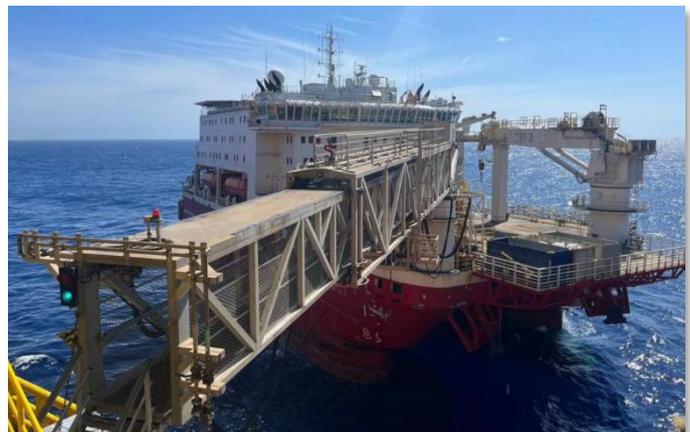
A produção total no trimestre foi de 326 mil barris de óleo e 15 mil boe (2.386 mil m³) de gás, totalizando 341 mil barris de óleo equivalente.

A produção de gás natural no ativo não é comercializada, uma vez que este volume é consumido nas operações e/ou reinjetado nos reservatórios.

No trimestre, a Companhia realizou operação de *offloading* (transferência de óleo estocado para navios aliviadores) de 487 mil barris de óleo de Papa-Terra. Este volume representa o *offloading* total, sendo a parcela correspondente à participação da Companhia (62,5%) equivalente a 304 mil barris.

Parada programada e intervenções

Em 27 de julho de 2024 foi iniciada a parada programada em Papa-Terra para condução de atividades de recuperação de instalações, manutenção e revitalização de equipamentos, em continuidade aos trabalhos da campanha iniciada em maio de 2024 com a Unidade Móvel de Serviço. A produção foi retomada em 29 de agosto, alcançando aproximadamente 15 mil barris de óleo equivalente por dia através de 6 poços produtores (PPT-12, PPT-16, PPT-17, PPT-22, PPT-37 e PPT-50). O sétimo poço (PPT-51)



apresentou falha na retomada da produção e desde então está em processo de troca de bomba, previsto para ser finalizada até o fim do 4T24.

A pedido da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), a Companhia interrompeu a produção no dia 04 de setembro de 2024 para prestar esclarecimentos sobre a quantidade de pessoas a bordo e para implementar adequações nos sistemas de salvatagem antes da retomada da produção.

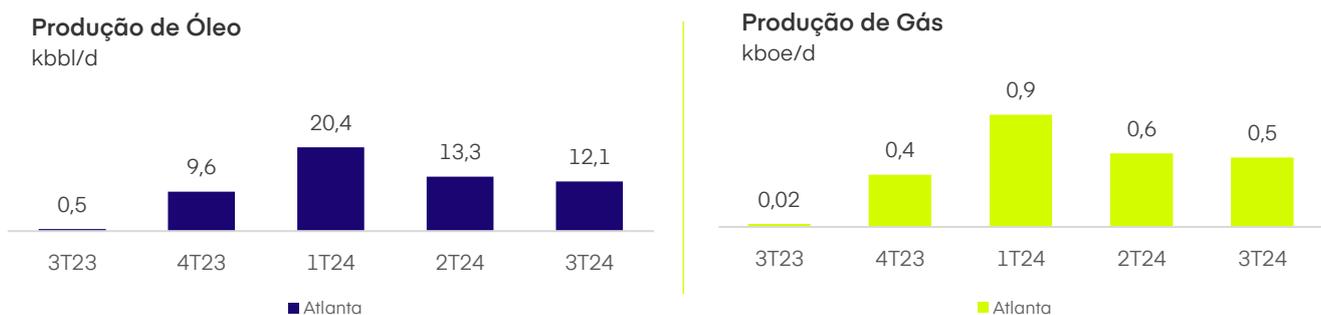
No dia 18 de outubro de 2024, após a Companhia promover as adequações solicitadas, a ANP atendeu à solicitação para ampliar o número de pessoas a bordo (POB) das unidades flutuantes, bem como concedeu autorização para utilização da sonda instalada na 3R-2, antes da retomada da produção. Desde então, a Companhia optou por manter as unidades em parada de manutenção, de modo a priorizar os profissionais a bordo para atividades de manutenção, ativação de sistemas de preservação e recuperação de integridade das instalações, com previsão de retomado da produção em dezembro de 2024. Os objetivos são: aumentar a eficiência dos sistemas; reduzir perdas por paradas de manutenção não-programadas; e viabilizar condições mais robustas para um futuro aumento do fator de recuperação do reservatório.

Entre as prioridades definidas pela Companhia para os próximos trimestres, destacam-se: (i) a continuidade do programa de recuperação da integridade das unidades (FPSO e TLWP), (ii) a redução de custos de operação e a melhoria da eficiência operacional, e (iii) a obtenção das licenças ambientais e a mobilização de fornecedores para a perfuração de dois poços no ativo (PPT-52 e PPT-53). O cronograma para perfuração destes poços está em processo de avaliação pela Administração, no contexto de um planejamento integrado entre Papa-Terra e Atlanta, de modo a compartilhar recursos e obter condições comerciais mais favoráveis.

Atlanta

No 3T24, Atlanta registrou produção média de 12.638 boe/d, queda de 8,6% T/T. Na comparação anual, destacamos que o campo não produziu quantidades expressivas no 3T23, em função da parada para substituição de componentes elétricos do sistema e postergar sua permanência no campo até o final do ano. A produção média de óleo atingiu 12.104 bbl/d, -8,7% T/T, e representou 95,8% da produção total do ativo no trimestre. A produção média diária de gás foi de 534 boe (85 mil m³), -5,6% T/T; o gás produzido é consumido na própria operação.

A produção total no trimestre foi de 1.114 mil barris de óleo e 49 mil boe (7.810 mil m³) de gás, totalizando 1.163 mil barris de óleo equivalente. O volume reflete: (i) a produção do FPSO Petrojarl I retomada no final de julho após conclusão de manutenção, (ii) a desconexão do poço 2H do FPSO Petrojarl I para conexão com o FPSO Atlanta ao final de agosto, e (iii) a produção por meio dos poços 4H e 5H no mês de setembro.



No 3T24, o *offloading* totalizou 1.076,7 mil barris de óleo. A partir do dia 27 de setembro de 2024, inclusive, considera-se a participação de 80% da Companhia no ativo após a venda da participação de 20% para a Westlawn.

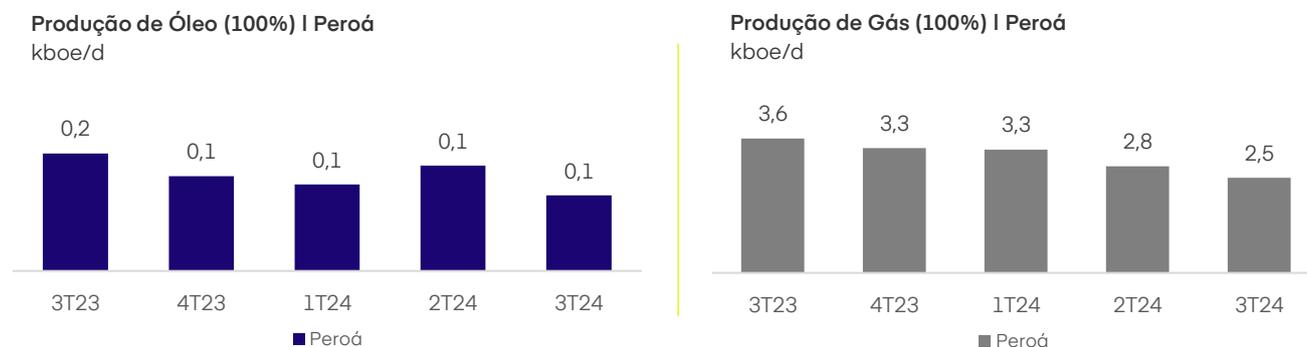
FPSO Atlanta (Sistema Definitivo):

Durante o trimestre, todas as conexões do sistema submarino e linhas necessárias para o primeiro óleo do FPSO Atlanta foram concluídas e obtivemos a licença de operação emitida pelo IBAMA. Os três módulos de bombeio (MPPs) encontram-se instalados e o processo de conexão dos demais poços segue em andamento. Como evento subsequente ao trimestre, no início de outubro, a Companhia desconectou o poço 4H do FPSO Petrojarl I e, no início de novembro, iniciou a desconexão do poço 5H e o processo de descomissionamento da plataforma.

A Companhia tem como previsão iniciar a produção do FPSO Atlanta ainda no quarto trimestre de 2024. A unidade tem capacidade para produzir 50 mil barris de óleo por dia e capacidade de estocagem de 1,6 milhão de barris e será afretada e operada pela Yinson. A ANP informou que a inspeção final dos sistemas de medição do FPSO Atlanta ocorrerá no período entre 25 e 29 de novembro de 2024. Até o final de novembro, a Companhia pretende concluir o envio à ANP das respostas para as demais condicionantes para o primeiro óleo do FPSO Atlanta.

Peroá

Com a incorporação da Maha Holding, a Companhia passou a deter 100% de participação no ativo (85% de participação até o 2T24). A produção histórica é apresentada considerando a produção total de Peroá.



No 3T24, o ativo registrou produção de 2.629 boe/d, retração de 29,5% A/A e de 11,6% T/T. A produção média de óleo atingiu 103 bbl/d, -35,7% A/A e -28,3% T/T. A produção média diária de gás foi de 2.526 boe (402 mil m³), -29,2% A/A e -10,7% T/T.

A produção total no trimestre foi de 9 mil barris de óleo e 232 mil boe (36.947 mil m³) de gás, totalizando 242 mil barris de óleo equivalente. A performance operacional do ativo no 3T24 é explicada pela menor demanda por gás natural no período.

Manati

Atualmente, a Brava é a maior concessionária do ativo com 45% de participação, tendo ainda a Petrobras como parceira e operadora com 35% de participação, e a parcela remanescente com outras empresas.

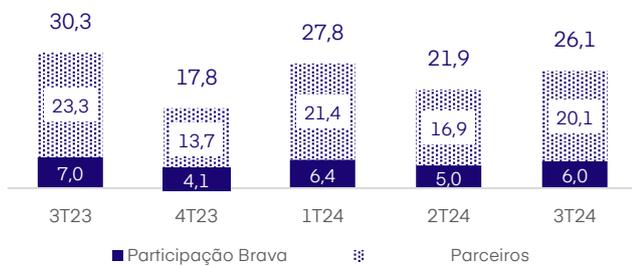
Em março de 2024, a produção do ativo foi paralisada para adequação de equipamentos em atendimento a requisitos da ANP. A previsão de retorno da produção vem sendo atualizada pelo operador desde então, sendo a expectativa atual de retomada para o primeiro trimestre de 2025.

Parque das Conchas

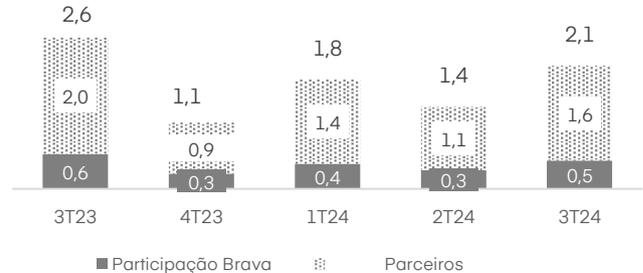
Conforme mencionado na seção "Portfólio" deste relatório, a Companhia aguarda autorizações finais para concluir a aquisição de 23% no Parque das Conchas.

A produção total do ativo no trimestre foi de 553 mil barris de óleo e 44 mil boe (6.976 mil m³) de gás, totalizando 597 mil barris de óleo equivalente. No 3T24, a produção média da parcela de 23% referente à participação Companhia no ativo foi de 6.490 boe/d, -14% A/A e +21,0% T/T, com produção de óleo em 6.013 bbl/d e de gás em 477 boe/d. A conclusão da operação está prevista para o primeiro trimestre de 2025, com valor a pagar pela Companhia a ser ajustado pelo fluxo de caixa gerado pelo ativo desde julho de 2023, data efetiva da transação.

Produção de Óleo
Participação 23% | kbb/d



Produção de Gás
Participação 23% | kboe/d



Midstream & Downstream

Como mencionado na seção "Portfólio" deste relatório, a Companhia possui instalações operacionais próprias de *mid & downstream* no Rio Grande do Norte, essenciais para o recebimento, tratamento, processamento, estocagem e escoamento de toda produção da Bacia Potiguar. No Ativo Industrial de Guamaré (ATI), destacam-se: (i) Refinaria Clara Camarão, (ii) Terminal Aquaviário de Guamaré, (iii) Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGN) e (iv) parque de tanques para estocagem.



As instalações do ATI são integradas ao segmento *upstream*, proporcionando flexibilidade operacional e oportunidades comerciais, além de gerar valor por meio da monetização da infraestrutura e da prestação de serviços a terceiros na região que dependem dessas instalações para escoar e tratar sua produção.

Durante o trimestre, a Brava abasteceu o mercado local com diesel, gasolina, querosene de aviação e GLP (gás líquido de petróleo) e exportou, por meio do terminal próprio de uso privado, *bunker* (VLSFO), diesel marítimo (MGO), nafta e resíduo atmosférico (RAT). O Terminal foi utilizado para importação de gasolina para operações de *trading* (revenda) e diesel para *blend* (mistura) na refinaria.

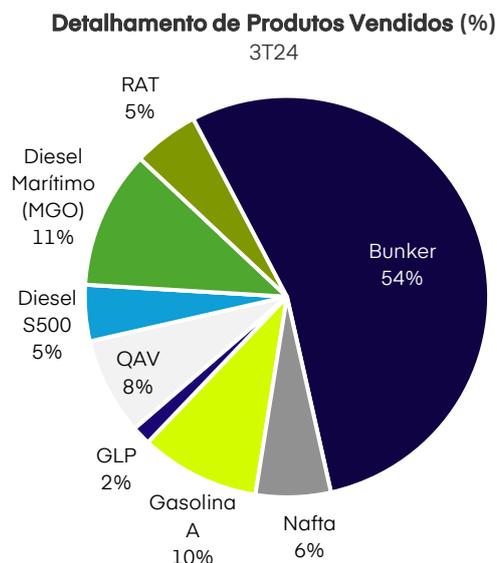
Em relação às atividades de integridade e manutenção, a Companhia destaca as seguintes no 3T24: (i) melhorias nos sistemas de geração e transmissão de energia no ATI, com aquisições e instalação de novos equipamentos aumentando a confiabilidade do sistema elétrico, (ii) conclusão da inspeção e de reparos nas instalações dos dutos na estação de tratamento de óleo e nos mangotes no Terminal Aquaviário de Guamaré, (iii) manutenção e recuperação de tanques de tratamento, carga e armazenamento, (iv) inspeção e melhorias nos equipamentos na estação de armazenamento de GLP (gás líquido de petróleo) na Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), e (v) a Companhia recebeu a certificação SPIE (Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos) após a conclusão da auditoria externa pelo IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás) com resultado favorável para as conformidades no ATI.

As atividades implementadas permitem não apenas a continuidade operacional das unidades, mas também ampliam a capacidade operacional dos sistemas, equipamentos e instalações, com impacto positivo sobre a confiabilidade e segurança industrial.

No 3T24, a Companhia realizou a venda de 3.184 mil barris de produtos derivados, redução de 13% em termos anuais (A/A) e -12% T/T. O resultado é justificado pela: (i) menor fator de utilização total (FUT) na refinaria para 85% (-5% T/T) e (ii) menor comercialização de derivados estocados no encerramento do trimestre anterior.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (a) a relevante participação de 54% do *bunker* (VLSFO), com venda da totalidade junto à cliente distribuidor, (b) aumento da participação da Gasolina A (+87% no volume vendido T/T), em razão de maior oferta e melhores estratégias comerciais, e (c) menor nível de exportação de Diesel Marítimo (MGO) (-44% T/T).

Importante destacar que o volume de produtos derivados é função: (i) da produção de óleo do Complexo Potiguar, processada na refinaria, (ii) do volume de óleo adquirido de terceiros e processado na refinaria, e (iii) da aquisição de derivados para mistura (*blend*) com alguns produtos da refinaria, de modo a especificar para o mercado, e/ou revenda direta.



Comercialização

A Brava monitora as condições comerciais de mercado e se posiciona como um relevante produtor independente de petróleo, gás natural e derivados. A Companhia atende tanto a demanda das regiões onde está localizada, como oferece produtos em escala nacional e internacional através de instalações próprias, sendo essa uma importante vantagem competitiva, principalmente nos ativos produtores *Onshore*.

Upstream

Faturamento	3T24 ¹
Óleo (mil bbl)	3.196
Gás (milhões m ³)	107,5
Total (mil boe)	3.872
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	75,2
Preço médio da venda de gás (US\$/MMBTU)	7,3

¹ Considera o ajuste referente à parcela de 37,5% no ativo de Papa-Terra correspondente ao 2T24.

Durante o 3T24, a Companhia realizou a venda de 3.196 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 75,2/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, representando 94% do valor de referência do *Brent* médio do período. A venda de gás natural somou 4,0 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 7,3/MMBTU². A venda total de óleo e gás natural foi de 3.872 mil barris de óleo equivalente.

Considerando somente a venda para terceiros, a Companhia comercializou 3,0 milhões de MMBTU de gás no 3T24, a um preço médio de US\$ 9,4/MMBTU, equivalente a 11,7% do valor de referência do *Brent*.

O Complexo Potiguar registrou venda de 2.026 mil barris de óleo (bbl), a um preço médio de US\$ 74,5/bbl, e 846,7 milhões de MMBTU, referente a venda de gás *intercompany*.

O Complexo Recôncavo registrou a venda de 302 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 80,9/bbl, e 1.938,1 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 7,5/MMBTU, equivalente a 9,4% do valor de referência do *Brent*.

Conforme indicado na sessão "Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra", a Companhia passou a mensurar nas linhas de resultado do 3T24 apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% no Polo de Papa-Terra. Dessa forma, no 3T24, as receitas referentes a 37,5% da participação originalmente cabível à NTE foram registradas como um crédito na conta de "créditos com parceiros". Sobre o faturamento da Companhia referente ao campo de Papa-Terra no 3T24, deve-se considerar: (i) as vendas realizadas no 3T24 referente à parcela de 62,5% sobre o ativo, as quais correspondem a 304 mil barris de óleo (bbl), a um preço médio de US\$ 73,1/bbl e (ii) a reversão de R\$ 190,3 milhões (correspondente a 523 mil barris de óleo) referente à parcela de receitas originalmente cabível à NTE no 2T24. O faturamento de óleo (3.196 mil barris de óleo) e preço médio (USD 75,2/bbl) indicados no quadro acima já contemplam tal reversão.

O Campo de Atlanta registrou a venda 1.077 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 70,8/bbl. A partir do dia 27 de setembro 2024, inclusive, considera-se a participação de 80% da Companhia no ativo após a venda da participação de 20% para a Westlawn, conforme detalhado na seção Portfólio desse release.

² Os preços de venda de gás natural registrados nos Complexos Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. Os preços de venda de gás natural do Complexo Recôncavo e do Polo Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

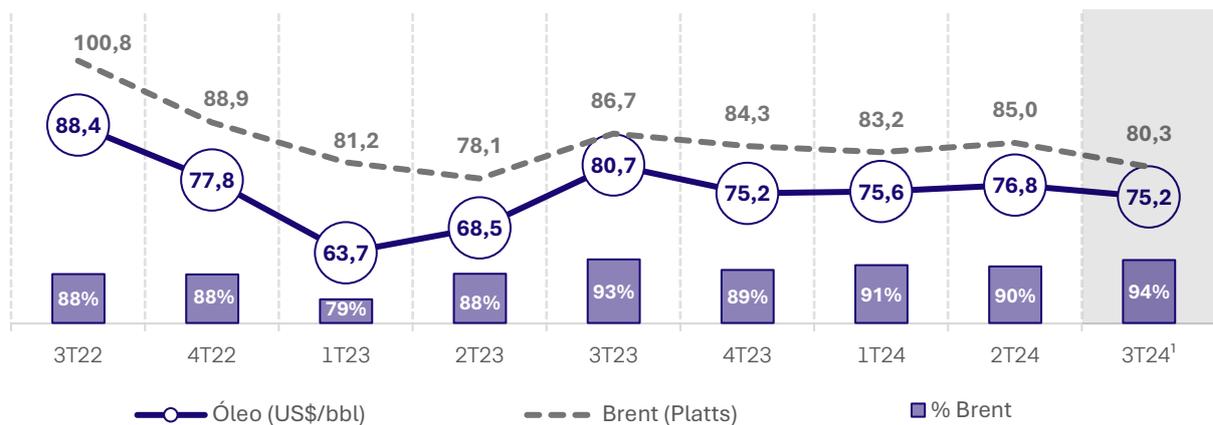
O Polo Peroá registrou 11 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 68,8/bbl, e 1,2 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 11,5/MMBTU, equivalente a 14,4% do valor de referência do *Brent*.

No ativo de Manati não há registro de faturamento desde o primeiro trimestre de 2024 devido à paralisação de produção ocorrida em março. Atualmente, a expectativa do operador (Petrobras) do ativo é de retomar a operação durante o 1T25.

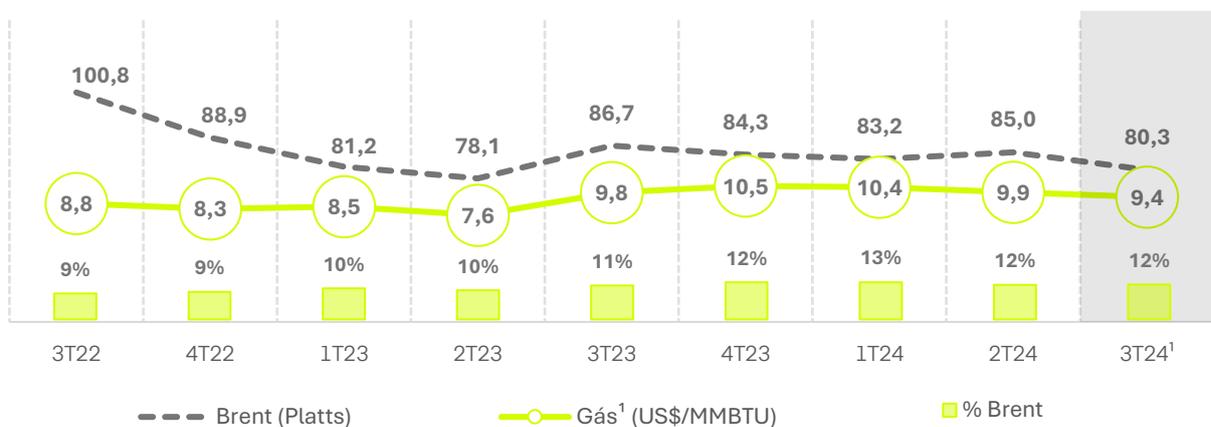
A redução dos volumes de óleo e gás vendidos acompanha a performance operacional, impactada pela parada programada de produção em Papa-Terra, pela produção reduzida e ausência de *offloading* em Atlanta em julho, bem como início de desconexão de poços do FPSO Petrojarl para transferência ao FPSO Atlanta, além da redução pela demanda de gás em Peroá. Outros efeitos referem-se à retração média do preço de referência de *Brent* e a apreciação do dólar americano -5,4% e +6,3% T/T, respectivamente.

O 3T24 é o primeiro trimestre que consolida os resultados comerciais dos ativos combinados após as incorporações da Enauta e Maha Energy, conforme demonstrado nos gráficos abaixo, que apresentam as condições comerciais praticadas pela Companhia da venda de óleo e gás. Nesse contexto, cabe destacar que o aumento de escala do portfólio representa um importante efeito na precificação dos produtos, considerando o acesso a diferentes canais de comercialização e ampliação da base de clientes e tipos de produtos ofertados.

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



Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros²



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.

² Não considera a venda de gás *intercompany*.

O gráfico acima demonstra o comportamento da comercialização de gás, e permite observar a manutenção do patamar competitivo de monetização da molécula vendida pela Companhia a terceiros, registrando 12% do valor de referência do *Brent* no 3T24, por milhão de BTU.

A Companhia reforça sua estratégia de diversificar a carteira de clientes, visando a captura de condições comerciais mais competitivas e minimização de impactos sazonais. Estão em vigor contratos firmes com distribuidoras estaduais, e parte da produção excedente é ofertada no mercado livre de gás, por meio de contratos flexíveis e transações *spot*.

Midstream & Downstream

A Companhia é capaz de abastecer de forma independente o mercado regional onde opera, outras regiões do mercado doméstico (via cabotagem) e o mercado internacional (via exportação) a partir das instalações integradas que compõem o Ativo Industrial de Guamaré (AIG), no Estado do Rio Grande do Norte, entre elas a Refinaria Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guamaré, as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGNs) e o parque que tanques de armazenamento.

Além de produzir petróleo na Bacia Potiguar, a Companhia também adquire petróleo produzido por terceiros na região, sendo todo o volume direcionado para o AIG por meio de oleodutos e/ou carretas, onde a produção recebida é utilizada no abastecimento da refinaria e/ou, alternativamente, na venda direta de petróleo cru a partir do Terminal.

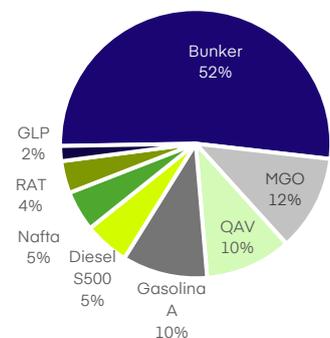
O Terminal é parte fundamental da estrutura integrada no Rio Grande do Norte, uma vez que, em adição à malha de dutos e estrutura para modal rodoviário, permite à Companhia comercializar seus produtos e de terceiros de forma independente, bem como serve de via de entrada para derivados e insumos utilizados no segmento *mid & downstream*.

A composição da receita líquida de produtos derivados do segmento *mid & downstream* no 3T24, de R\$ 1.500,3 milhões, é distribuída conforme demonstrado no gráfico ao lado, e contempla a produção da Companhia e o volume adquirido de terceiros.

Durante o terceiro trimestre de 2024, o desempenho comercial no segmento *mid & downstream* é justificado: (i) pelo menor volume de produtos derivados comercializados, reflexo da redução da taxa de utilização da refinaria em 85% (-5% T/T), e (ii) menor *crack-spread* na venda de RAT (resíduo atmosférico) e GLP, parcialmente compensados (iii) pelo maior *crack-spread* registrado na venda de Gasolina e MGO (diesel marítimo).

A Companhia destaca o esforço na ampliação das regiões de abastecimento pela refinaria, especialmente para colocação dos produtos especificados de forma independente. Nesse sentido, a Companhia concluiu o comissionamento de dois terminais de carregamento rodoviário para comercialização do querosene de aviação (QAV) e diesel S500, além de implementar otimizações operacionais para redução do tempo de carregamento da frota.

Receita Líquida de Derivados 3T24 (%)



Desempenho Financeiro

A Companhia apresenta a seguir os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2024 ("3T24"). O detalhamento financeiro e operacional apresentado no ITR e notas explicativas contempla resultados da 3R e da Enauta consolidados desde 1º de agosto de 2024, e consideram, portanto, três meses de resultados da 3R e dois meses de resultados da Enauta.

Para efeitos comparativos, demonstraremos resultados proforma trimestrais, somando os resultados das duas companhias, entre o 1T23 e o 3T24, e incluindo, portanto, o resultado apurado pela Enauta no mês de julho de 2024 na consolidação do 3T24. 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 da Companhia. 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 2023 e os dados quantitativos operacionais não fazem parte do escopo de revisão dos auditores.

Os resultados proforma refletem o desempenho financeiro dos ativos do portfólio, na proporção da participação detida pela Companhia em cada um deles. Os segmentos *upstream* e *mid & downstream* são apresentados de forma segregada, de modo a demonstrar o desempenho financeiro de cada segmento e sua contribuição para o resultado consolidado da Companhia.

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 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 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 do segmento *mid & downstream*, comprados ou transferidos do segmento *upstream*, pode não ser utilizado no mesmo período de competência.

Conforme descrito na seção "Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra", considerando a decisão de 2ª instância, proferida em 16 de agosto de 2024, que reformou parcialmente a decisão de 1º grau no sentido da manutenção do status quo contratual até a análise pelo Tribunal Arbitral, a Companhia passou a mensurar, nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Polo de Papa-Terra nas linhas de resultados. Dessa forma, as receitas e gastos referentes a 37,5% da participação originalmente cabível à NTE foram registradas como um crédito na conta "de créditos com parceiros". Conforme nota explicativa 5 das Demonstrações Financeiras, em 30 de setembro de 2024, o saldo da dívida da NTE em favor da Companhia é de R\$ 315,8 milhões. A parcela de 37,5% das receitas originalmente cabíveis à NTE e seus respectivos gastos referentes ao Campo de Papa-Terra (parcela da NTE, em disputa) até 30 de junho de 2024, foram reconhecidos nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, com a reversão de R\$ 20,9 milhões à débito no resultado e R\$ 50,0 milhões líquido entre ativos e passivos do balanço patrimonial.

A Companhia apresenta a tabela abaixo com as informações trimestrais referentes ao 3T24, que refletem o desempenho financeiro dos ativos operados, considerando os efeitos explicados acima.

Demonstração de Resultado	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	3T24 Proforma	3T23 Proforma	Δ A/A	2T24 Proforma	Δ T/T	9M24 Proforma	9M23 Proforma	Δ 9M/9M
<i>Em milhões de reais</i>												
Receita Líquida	1.502,9	1.537,8	-	(847,3)	2.193,5	2.456,3	-10,7%	3.129,1	-29,9%	8.146,2	4.732,4	72,1%
Custo do Produto Vendido	(1.056,1)	(1.473,0)	-	813,4	(1.715,7)	(1.884,5)	-9,0%	(2.249,8)	-23,7%	(5.805,9)	(3.325,6)	74,6%
Royalties	(119,2)	-	-	-	(119,2)	(134,6)	-11,4%	(188,7)	-36,8%	(459,4)	(287,2)	60,0%
Lucro Bruto	446,8	64,8	-	(38,9)	477,8	571,8	-16,4%	879,3	-45,7%	2.340,3	1.406,8	66,4%
Despesas G&A	(268,2)	(21,8)	(94,5)	-	(384,4)	(164,3)	2,3x	(233,6)	64,5%	(796,9)	(465,5)	71,2%
Gastos Exploratórios	(16,5)	-	-	-	(16,5)	(93,7)	-82,4%	(21,7)	-23,9%	(42,5)	(157,5)	-73,0%
Outras receitas e despesas operacionais	1.012,3	(6,6)	(4,0)	-	1.001,8	(10,9)	-	(56,3)	-	940,9	(66,3)	-
Lucro Operacional	1.174,5	36,5	(98,4)	(38,9)	1.078,7	302,8	3,6x	567,8	1,9x	2.441,7	717,5	3,4x
Resultado Financeiro Líquido	(81,7)	(12,0)	(142,6)	(0,0)	(236,3)	(757,7)	-68,8%	(1.435,2)	-83,5%	(2.421,1)	(830,1)	2,9x
Resultado antes de impostos	1.092,8	24,5	(241,0)	(38,9)	842,3	(454,9)	-	(867,4)	-	20,6	(112,6)	-
Imposto de renda e contribuição social	(299,2)	(52,5)	(0,0)	7,7	(344,0)	105,0	-	285,3	-1,2x	(125,1)	17,7	-
Lucro Líquido	793,6	(28,0)	(241,0)	(26,2)	498,3	(349,9)	-	(582,1)	-	(104,5)	(94,9)	-
Imposto de renda e contribuição social	(299,2)	(52,5)	(0,0)	7,7	(344,0)	105,0	-	285,3	-	(125,1)	17,7	-
Resultado Financeiro Líquido	(81,7)	(12,0)	(142,6)	(0,0)	(236,3)	(757,7)	-68,8%	(1.435,2)	-83,5%	(2.421,1)	(830,1)	2,9x
Depreciação e Amortização	(491,4)	(18,2)	-	(22,7)	(532,3)	(311,6)	70,8%	(556,6)	-4,4%	(1.627,3)	(811,2)	100,6%
Depreciação e Amortização G&A	(8,1)	1,1	(3,0)	(0,0)	(10,0)	(25,8)	-61,2%	(10,6)	-5,4%	(30,8)	(57,0)	-45,9%
EBITDA	1.674,0	53,5	(95,4)	(11,2)	1.621,0	640,2	2,5x	1.135,0	42,8%	4.099,9	1.585,7	2,6x
Margem EBITDA	111,4%	3,5%	-	-	73,9%	26,1%	47,8 p.p.	36,3%	37,6 p.p.	50,3%	33,5%	16,8 p.p.
Ajustes não recorrentes	(943,1)	1,5	48,1	-	(893,6)	35,0	-	(103,7)	8,6x	(1.097,5)	(124,3)	8,8x
EBITDA Ajustado	730,8	55,1	(47,4)	(11,2)	727,4	675,3	7,7%	1.031,3	-29,5%	3.002,6	1.461,4	2,1x
Margem EBITDA Ajustado	48,6%	3,6%	-	-	33,2%	27,5%	5,7 p.p.	33,0%	0,2 p.p.	36,9%	30,9%	6,0 p.p.

Receita Líquida

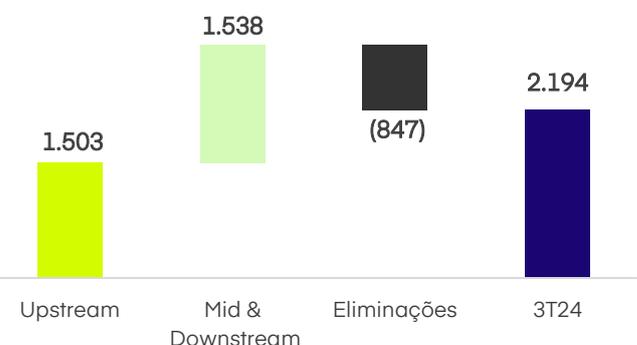
Considerando a visão proforma, a Receita Líquida³ no 3T24 da Companhia foi de R\$ 2.193,5 milhões, redução de 10,7% A/A, já considerando a reversão de R\$ 190,3 milhões referente à parcela de receitas originalmente cabível à NTE no 2T24, conforme mencionado na seção “Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra”. O resultado é composto por: (i) R\$ 1.502,9 milhões registrados no segmento *upstream*, o qual contempla, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural, (ii) R\$ 1.537,8 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, o qual abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, estocagem e utilização do terminal aquaviário, e (iii) R\$ 847,3 milhões em eliminações, referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre empresas da Brava.

Nos nove meses de 2024 (9M24), a receita líquida consolidada da Companhia, considerando a visão proforma, acumulou R\$ 8.146,2 milhões, +72,1% A/A, sendo: (i) R\$ 6.073,4 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 4.622,7 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, e (iii) R\$ 2.549,9 milhões em eliminações intragrupo.

Receita Líquida Proforma
(R\$ milhões)



Composição da Receita Líquida 3T24
(R\$ milhões)



³ Considera participação de 35% em Pescada, 62,5% em Papa-Terra, 45% em Manati e 80% em Atlanta a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente com 100%.

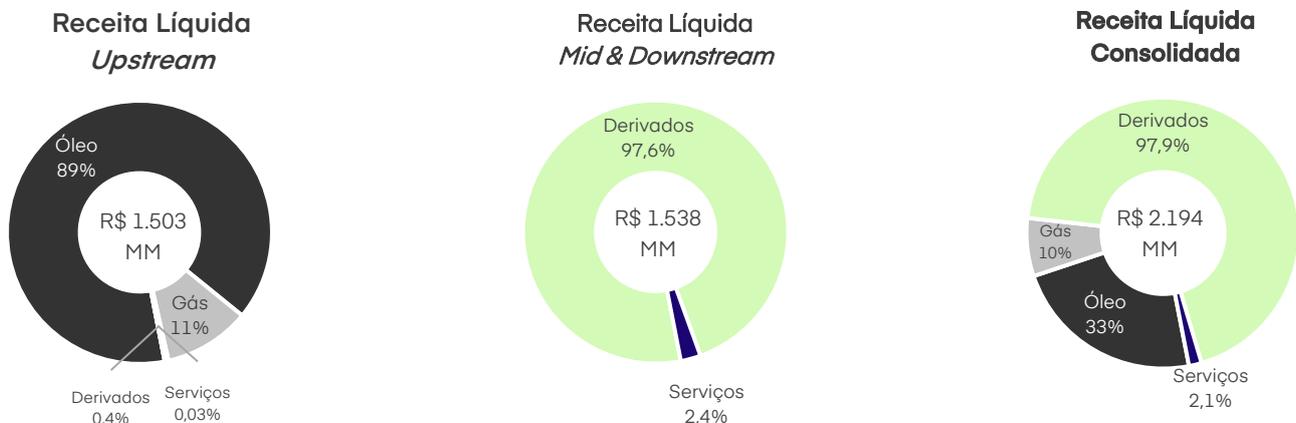
O segmento *upstream* registrou receita líquida de R\$ 1.502,9 milhões no 3T24, crescimento de 5,6% A/A e -20,4% T/T, sendo: (i) R\$ 1.336,9 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 159,1 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 6,5 milhões referentes à venda de derivados e líquidos do processamento de gás, e (iv) R\$ 0,5 milhão referente à prestação de serviços.

A performance do segmento *upstream* acompanha em grande parte a performance operacional e é explicada: (i) pela parada programada de produção em Papa-Terra, (ii) pelas atividades relacionadas à implantação do FPSO Atlanta, que incluem o início de desconexão de poços do FPSO Petrojarl I para conexão ao novo FPSO, (iii) ausência de produção em Manati (em parada de manutenção) e redução de demanda por gás em Peroá, e (iv) pela retração do *Brent*, na média -5,4% T/T, e a variação positiva da cotação média do dólar americano (+6,3% T/T).

O segmento *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.537,8 milhões no 3T24, aumento de 0,8% A/A e -9,3% T/T, sendo: (i) R\$ 1.500,3 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 37,6 milhões referentes à prestação de serviços.

A performance do segmento *mid & downstream* é explicada principalmente pela (i) redução na receita de derivados reflexo da menor taxa de utilização da refinaria em 5%, atingindo FUT (Fator de Utilização) de 85%, e (ii) menor crack-spread (diferença entre o valor de venda do produto refinado e o preço de referência do óleo cru) na venda de RAT (resíduo atmosférico) e GLP, parcialmente compensados (iii) pelo maior crack-spread registrado na venda de Gasolina e MGO (diesel marítimo).

De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, a receita líquida do 3T24 (R\$ 2.193,5 milhões) é composta pelas seguintes contribuições por produto: (i) R\$ 502,4 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 1.506,1 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 152,2 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 32,8 milhões através da prestação de serviços.



No 9M24, na visão proforma e consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, a receita líquida registrou R\$ 8.146,2 milhões, +72,1% A/A, composta pelas seguintes contribuições: (i) R\$ 3.019,8 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 4.510,8 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 500,7 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 114,9 milhões através da prestação de serviços.

Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 1.715,7 milhões no 3T24, -9,0% A/A e -23,7% T/T, já considerando a reversão de R\$ 145,6 milhões referente aos custos atribuídos à parcela de óleo vendida originalmente cabível à NTE no 2T24, conforme mencionado na seção "Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra". A redução T/T reflete, principalmente a

operação *offshore*, incluindo a parada de produção de Atlanta durante julho, a parada programada em Papa-Terra e a estabilidade nos custos *onshore*.

O segmento *upstream* registrou CPV de R\$ 1.056,1 milhões no 3T24, -3,5% A/A e -28,4% T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* apresentou CPV de R\$ 1.473,0 milhões, +8,3% A/A e -11,0% T/T. As eliminações intragrupo somaram R\$ 813,4 milhões, +42,7% A/A e -7,6% T/T. A Companhia destaca que o montante de eliminação registrado no custo dos produtos vendidos difere do montante de eliminação aferido na receita líquida, principalmente pelo efeito do estoque, considerando que parte dos produtos vendidos se refere a estoque de período anterior e parte dos insumos adquiridos pelo segmento *mid & downstream* (comprados ou transferidos do segmento *upstream*) não foram vendidos no 3T24.

No 9M24, o CPV somou R\$ 5.805,9 milhões, +74,6% A/A, explicado: (i) pelos custos associados a incorporação do Polo Potiguar ao portfólio, a partir de junho de 2023, incluindo a introdução do segmento *mid & downstream*, (ii) pelos custos associados ao Polo Papa-Terra, relacionados a campanha de recuperação de integridade das instalações e (iii) por maiores custos operacionais, função do aumento orgânico de produção quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 400,9 milhões no 3T24, +55,4 A/A e +57,0% T/T, considerando os gastos exploratórios ocorridos no período. Em função da combinação de negócios entre 3R e Enauta, foram incorridas despesas de R\$ 210,4 milhões, entre remuneração variável e *fees* (referente à assessoria financeira e jurídica).

Do montante total de G&A, considerando gastos exploratórios, registrado no trimestre, R\$ 284,7 milhões referem-se ao segmento *upstream*, R\$ 21,8 milhões ao segmento *mid & downstream*, e R\$ 94,5 milhões referentes à estrutura corporativa da Companhia.

No comparativo trimestral, tivemos ao final do 2T24 a adoção de procedimento de alocação de despesas entre unidades de negócio (*cost sharing agreement*), razão pela qual, de forma comparativa, houve um aumento na alocação de despesas no segmento *upstream* e redução proporcional no segmento corporativo.

No 9M24, o G&A, considerando os gastos exploratórios, registrou R\$ 839,4 milhões, +34,7% A/A, explicado, tanto pelos efeitos da combinação, acima mencionados, como pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida no início de junho de 2023.

Outras receitas e despesas operacionais somaram resultado líquido positivo de R\$ 1.001,8 milhões no 3T24, comparada a uma despesa líquida de R\$ 56,3 milhões no 2T24. O trimestre foi impactado por efeitos sobre os ativos incorporados da Enauta, com a reversão de R\$ 341,4 milhões de provisão para abandono (ARO) de Manati e Atlanta, após remensuração para harmonização da metodologia aplicada aos demais ativos da 3R, e outros R\$ 720,3 milhões referentes ao ganho na venda de 20% de participação na Concessão BS-4 à Westlawn. Estes efeitos foram parcialmente compensados por despesa de R\$ 68,4 milhões incorridas pela disponibilidade (*stand by*) da sonda de perfuração em Papa-Terra, que permaneceu aguardando licença ambiental para perfuração do poço PPT-52 durante o trimestre.

No 9M24, as outras receitas e despesas operacionais registraram resultado líquido positivo de R\$ 940,9 milhões. Esse resultado reflete os mesmos impactos do trimestre acima explicados (sendo que a despesa com sonda somou R\$ 116,3 milhões), além da reversão parcial da provisão de despesas junto ao antigo controlador, R\$ 27,5 milhões, referente à apropriação de créditos fiscais oriundos do Grupo Ouro Preto.

Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 3T24 com lucro bruto de R\$ 477,8 milhões, -16,4% A/A e -45,7% T/T, dos quais: (i) R\$ 446,8 milhões de contribuição do segmento *upstream*, e (ii) R\$ 64,8 milhões oriundos do segmento *mid & downstream*, descontados de (iii) R\$ 33,9 milhões em eliminações *intercompany*.

O lucro operacional registrou R\$ 1.078,7 milhões no 3T24, +3,6x A/A e +1,9x T/T, sendo: (i) R\$ 1.174,5 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 36,5 milhões de contribuição do segmento *mid & downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 98,4 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) R\$ 33,9 milhões em eliminações *intercompany*.

No 9M24, o lucro bruto acumulou R\$ 2.340,0 milhões, +66,4% A/A, enquanto o lucro operacional registrou R\$ 2.441,7 milhões, +3,4x A/A.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 3T24 foi negativo em R\$ 236,4 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 757,7 milhões no 3T23 e negativo em R\$ 1.435,2 milhões no trimestre anterior. A performance do 3T24 é explicada principalmente por efeitos do câmbio, sendo que o dólar fechou em cotação menor no 3T24 (R\$ 5,45; -2,0%) em relação ao 2T24 (R\$ 5,56), impactando diretamente a atualização monetária da posição dolarizada das debêntures, gerando uma melhora de R\$ 676,6 milhões no resultado, além de ganho líquido de R\$ 155 milhões em variação cambial, que se beneficia da posição em caixa dolarizado da Enauta.

O resultado financeiro líquido com efeito caixa somou despesa de R\$ 447,1 milhões no 3T24. O desempenho é explicado: (a) pelo pagamento de R\$ 406,4 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas, (b) pelo resultado líquido positivo de aplicações financeiras, R\$ 52,8 milhões, e (c) pela desvalorização das ações em tesouraria, R\$ 93,5 milhões.

Nos 9M24, o resultado financeiro líquido acumulou despesa de R\$ 2.421,2 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 830,1 milhões no período de 9M23, explicado por maior despesa de juros com debêntures da 4ª emissão da 3R (emissão de R\$900 milhões em fevereiro de 2024), da 3ª e 4ª emissão da Enauta (emissão de R\$2.700,0 milhões em junho 2024) e do *notes* (R\$ 500,0 milhões emitidos em janeiro de 2024).

No que se refere à estratégia de *hedge*, a Companhia encerrou o terceiro trimestre com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, *hedge* de petróleo, equivalentes a 6.162 mil barris de petróleo em um horizonte de 21 meses, dos quais: (i) NDF, cobertura para 565 mil barris a um preço médio de US\$ 77,7 por barril, e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, compra de opção PUT e venda de opção Call, para 5.597 mil barris, com piso médio de US\$ 57,3 e teto médio de US\$ 90,8 por barril. 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 produção futura e adicionando previsibilidade ao fluxo de caixa.

A tabela abaixo detalha os instrumentos derivativos contratados para *hedge* de petróleo, no encerramento do 3T24.

Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	
NDF				Collar		Put	Call	
	373	\$ 78,4	4T24		780	\$ 53,5	\$ 96,9	4T24
	170	\$ 76,7	1T25		943	\$ 53,6	\$ 96,1	1T25
	22	\$ 74,5	2T25		1.126	\$ 53,8	\$ 92,2	2T25
	-	-	-		683	\$ 65,9	\$ 86,0	3T25
	-	-	-		825	\$ 57,5	\$ 88,2	4T25
	-	-	-		815	\$ 61,2	\$ 85,1	1T26
	-	-	-		425	\$ 60,9	\$ 87,7	2T26
Total	565	\$ 77,7	-	Total	5.597	\$ 57,3	\$ 90,8	-

Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) registraram despesa de R\$ 344,0 milhões no 3T24, comparado ao crédito de R\$ 105,0 milhões no mesmo período do ano anterior, e crédito de R\$ 285,3 milhões no 2T24. O resultado do trimestre é justificado pelo aumento do imposto de renda e contribuição social correntes, em razão do resultado positivo antes de impostos, especialmente pelo ganho apurado na conclusão da transação de venda de 20% de participação em Atlanta. A redução dos volumes produzidos no trimestre implica em menor utilização do benefício fiscal do lucro da produção, aplicável a determinados ativos do portfólio.

No 9M24, as despesas com imposto de renda e contribuição social somaram R\$ 125,1 milhões, comparados ao crédito de R\$ 17,7 milhões no mesmo período do ano anterior. A performance do 9M24 é explicada pelo aumento do lucro operacional em 3,4x entre períodos, especialmente em função do aumento da participação do segmento *upstream*, compensado pelo aumento das despesas financeiras, porém resultando em resultado positivo antes dos impostos (R\$ 20,6 milhões) antes prejuízo antes dos impostos nos 9M23 (R\$ 112,6 milhões).

Lucro Líquido

A Companhia encerrou o terceiro trimestre proforma com lucro líquido consolidado de R\$ 498,3 milhões, comparado ao prejuízo de R\$ 349,9 milhões no mesmo período do ano anterior, e revertendo prejuízo líquido de R\$ 582,1 milhões no 2T24.

Lifting Cost

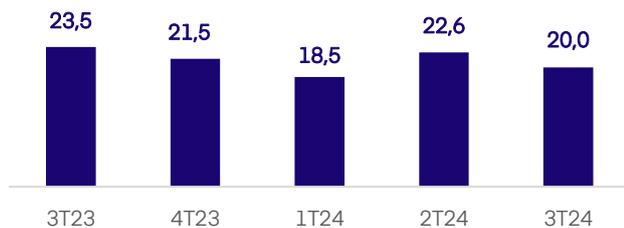
A Companhia registrou custo de extração (*lifting cost*) médio ponderado de US\$ 20,0/boe no 3T24, -14,7% A/A e -11,3% T/T, considerando as operações *onshore* nos Complexos Potiguar⁴ e Recôncavo, e os ativos *offshore*, Polos Papa-Terra, Atlanta, Peroá, Manati⁵ e Pescada. No segmento *onshore*, o custo de extração (*lifting cost*) registrou US\$ 20,4/boe no 3T24, +2,1% T/T, enquanto na operação *offshore* o indicador aferiu US\$ 19,4/boe, -25,0% T/T. Para efeito de análise, se desconsiderarmos o custo de afretamento da Enauta, o custo de extração (*lifting cost*) *offshore* ficaria em US\$ 13,4/boe, reduzindo o custo de extração (*lifting cost*) integrado da Companhia para US\$ 17,9/boe no 3T24.

⁴ Não considera 35% do Polo Pescada, operado pela Petrobras

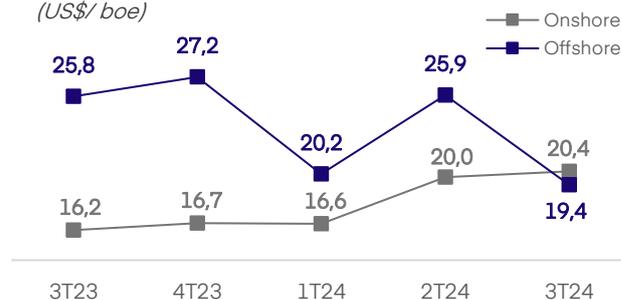
⁵ No 3T24 não houve produção no ativo de Manati.

Lifting Cost

Proforma (US\$/ boe)

**Lifting Cost Onshore e Offshore**

(US\$/ boe)



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, os quais não tenham relação com a extração dos hidrocarbonetos.

A redução de *lifting cost* registrada no trimestre reflete, principalmente a operação *offshore*: (i) a menor participação do Polo Papa-Terra na consolidação do indicador, devido menor produção do trimestre por conta de parada programada, (ii) redução nos custos de extração em Atlanta. O *lifting cost onshore* permaneceu estável entre trimestres.

O Complexo Potiguar apresentou *lifting cost* médio de US\$ 20,0/boe no 3T24, +1,5% T/T, justificado principalmente por maior custo de energia, especialmente em Canto do Amaro e Alto Rodrigues, parcialmente compensado por menores custos relacionados à regularização de licenças ambientais, com destaque para Alto Rodrigues e Macau.

O Complexo Recôncavo registrou *lifting cost* médio de US\$ 21,6/boe no 3T24, +3,4% T/T. O desempenho é explicado, principalmente, por maiores custos de manutenção em Rio Ventura.

O Polo Papa-Terra reportou US\$ 28,8/boe de *lifting cost* médio no 3T24, -17,9% T/T. A performance é explicada pela parada programada, que implica em: (i) menores custos de operação e manutenção (O&M), (ii) menor consumo de combustível, (iii) menores custos de embarque, inclusive por limitação de POB, em função de demandas da ANP, e (iv) maior absorção de custos de reparo, manutenção e embarcações de apoio em custos capitalizados durante o trimestre.

Em Atlanta, o *lifting cost* registrado foi de US\$ 19,2/boe no 3T24, -16,1% T/T, em razão de menores custos de extração no período.

O Polo Peroá encerrou o 3T24 com *lifting cost* médio de US\$ 8,5/boe, +29,4% T/T. O resultado é reflexo de maiores custos de operação e manutenção e embarque, bom como menor capacidade de diluição de custos em função de menor produção de gás durante o trimestre.

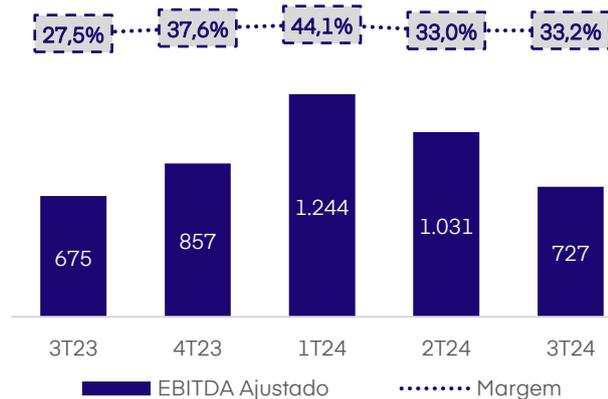
Já no ativo de Manati não houve registro de *lifting cost* devido à ausência de produção, sendo prevista para retornar no 1T25.

EBITDA Ajustado

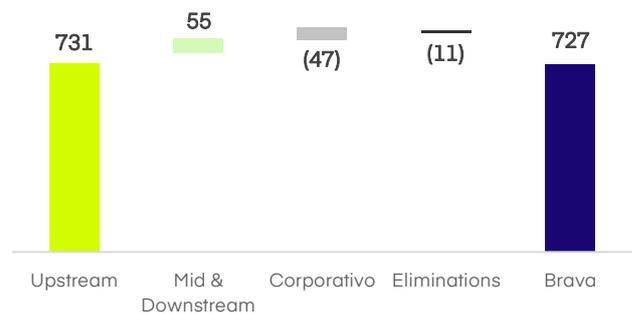
O EBITDA Ajustado na visão proforma totalizou R\$ 727,4 milhões no terceiro trimestre de 2024, +7,7% A/A e -29,5% T/T. Esse resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 730,8 milhões registrados no segmento *upstream*, (ii) o resultado positivo de R\$ 55,1 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, (iii) resultado negativo de R\$ 47,4 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) ajuste negativo de R\$ 11,1 milhões em eliminações *intercompany*.

No trimestre, os ajustes não-recorrentes somaram R\$ 893,6 milhões no EBITDA sendo: (i) R\$ 720,3 milhões referente ao ganho na transação com a Westlawn, (ii) R\$ 341,4 milhões de reversão de provisão de despesa de abandono de ativos, (iii) R\$ 111,8 milhões de reversão de ajustes atrelados ao IFRS da empresa incorporada Enauta, parcialmente compensados por (iv) R\$ 210,4 milhões de despesas não-recorrentes relacionadas à operação de incorporação da Enauta e Maha Energy, (v) R\$ 68,4 milhões de despesas referentes à disponibilidade (*stand by*) de sonda de perfuração no Polo Papa-Terra, que permaneceu aguardando licença ambiental para perfuração do poço PPT-52, e (vi) R\$ 1,2 milhões referentes à baixa de poços. O EBITDA consolidado do 3T24 somou R\$ 1.621,0 milhões, +2,0x (103,1%) T/T.

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



Composição do EBITDA Ajustado 3T24
(R\$ milhões)



A margem EBITDA Ajustada consolidada na visão proforma registrou 33,2% no 3T24, +5,7 p.p. A/A e 0,2 p.p. T/T. A performance do trimestre é justificada (i) pela melhora em 2,8 p.p. na contribuição do segmento *Upstream*, sendo que o apesar da redução de volumes produzidos entre os trimestres, o *lifting cost* teve melhora e parte dos custos incorridos no trimestre foi capitalizada, em função de paradas programadas e (ii) e pela estabilidade na contribuição do segmento *mid & downstream*.

Em uma análise por unidade de negócio, sem considerar o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustada de 48,6% no 3T24, +5,1 p.p. A/A e +2,8 p.p. T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* aferiu margem de 3,6%, -8,0 p.p. A/A e +0,5 p.p. T/T.

Nos primeiros nove meses de 2024, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 3.002,4 milhões, +2,1x (105,5%) A/A, sendo: (i) R\$ 3.188,9 milhões referentes à contribuição do segmento *upstream*, e (ii) R\$ 166,1 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 91,7 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa e (iv) R\$ 49,7 milhões em eliminações *intercompany*.

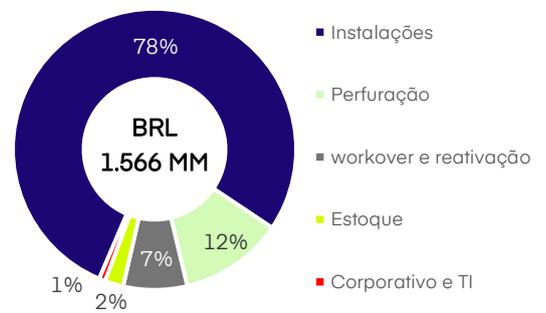
A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 36,9% nos primeiros nove meses de 2024, +6,0 p.p. A/A. O desempenho é explicado, principalmente, pelo aumento em 2,2x da produção média de óleo em Atlanta, de 6,8 kbbl/dia para 15,3 kbbl/dia, pela melhora em +9,3 p.p. na margem de contribuição do Complexo Recôncavo.

Capex

A Brava registrou capex de R\$ 1.566,2 milhões ou US\$ 282,6 milhões no 3T24, +71,5% A/A e +3,1% T/T em reais, considerando uma base histórica proforma com as duas empresas combinadas. Neste trimestre o capex foi aplicado principalmente ao Sistema Definitivo de Atlanta, na fase final de instalações *subsea*, pela intensificação das atividades de recuperação de instalações no Polo Papa-Terra e por investimentos em perfuração nos Complexos Potiguar e Recôncavo, em razão da continuidade das campanhas.

Ao analisar pela natureza dos investimentos, o valor de capex no 3T24 foi direcionado para: (i) projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, R\$ 1.222,1 milhões, representando 78% do total registrado no período, dos quais R\$ 836,5 milhões destinados ao Sistema Definitivo de Atlanta, (ii) atividades de *workover* e reativação de poços, R\$ 114,0 milhões, correspondente a 7,3%, (iii) atividades relacionadas às campanhas de perfuração, R\$ 185,7 milhões, referente a 11,9%, (iv) utilização de materiais para estoque, R\$ 33,4 milhões, com representatividade de 2,1%, e (v) R\$ 10,9 milhões em projetos corporativos, incluindo TI e telecom, o que corresponde a 0,7%.

Capex por atividade 3T24



Em termos de unidade de negócio, R\$ 1.531,1 milhões do capex aplicados no 3T24 foram alocados no segmento *upstream*, enquanto R\$ 27,5 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 7,6 milhões foi consumida no segmento corporativo.

Capex Proforma (R\$ milhões)



Considerando a visão proforma, no 9M24 a aplicação de capex acumulou R\$ 3.856,5 milhões ou US\$ 735,3 milhões, +63,3% A/A em reais, concentrado principalmente no projeto de desenvolvimento do Sistema Definitivo de Atlanta, com aproximadamente, 50% do capex realizado nos primeiros nove meses proforma da Companhia.

Fluxo de Caixa Direto Proforma

O Fluxo de Caixa Direto Proforma considera os saldos de todos os meses que compõe o trimestre das companhias combinadas após a operação realizada no dia 01 de julho de 2024.

O caixa líquido proforma consumiu pelas atividades operacionais o montante de R\$ 107,7 milhões no 3T24, já considerando o resultado positivo de R\$ 6,3 milhões referentes ao ajuste de contratos de *hedge* de petróleo. A performance do trimestre é explicada: (i) pelo menor volume de produtos vendidos, que reflete a parada de produção em Papa-Terra nos meses de agosto e setembro, (ii) gastos relacionados a combinação de negócios com a Enauta e Maha, (iii) pelo inadimplemento de obrigações por parte do parceiro.

Importante mencionar que os efeitos acima destacados não consideram os impactos: (i) saldo de obrigações financeiras a receber do parceiro de Papa-Terra, Nova Técnica Energy Ltda, aproximadamente de R\$ 315,8 milhões, e (ii) saldo de R\$ 81,0 milhões a receber da Petrobras, referentes ao reembolso do abandono de poços realizados no Polo Papa-Terra.

As atividades de investimentos proforma geraram R\$ 443,4 milhões do caixa no 3T24, decorrente pelo recebimento de R\$ 1.287,1 milhões da Westlawn referente à alienação de 20% na Concessão BS-4 que inclui os campos de Atlanta e de Oliva, parcialmente compensado pela aplicação de capex R\$ 843,6 no período. Neste trimestre não houve desembolsos relacionados aos compromissos assumidos pelas aquisições.

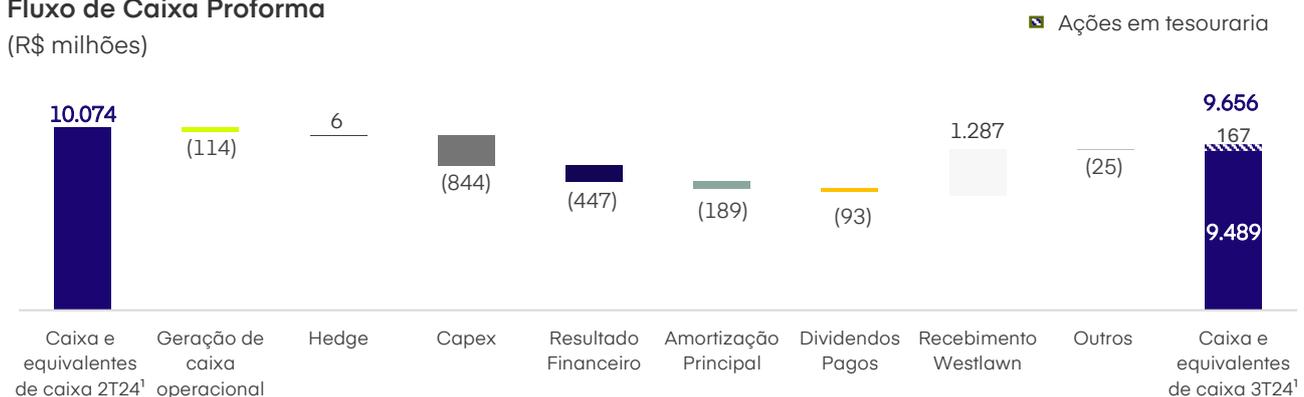
Em consequência à dinâmica acima apresentada, a geração de caixa livre proforma (geração de caixa operacional proforma descontado do investimento (capex) gerou R\$ 335,7 milhões no 3T24.

As atividades de financiamentos proforma consumiram R\$ 921,0 milhões no 3T24. O desempenho é explicado: (i) pelo pagamento de R\$ 635,6 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas, (ii) pelo pagamento de dividendos em R\$ 92,6 milhões, e (iii) pelas ações em tesouraria em R\$ 167,4 milhões.

Em consequência à dinâmica acima apresentada, o caixa líquido registrou um consumo de R\$ 585,4 milhões no trimestre.

Fluxo de Caixa Proforma

(R\$ milhões)



¹ O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras e do caixa restrito.

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 3T24 com posição de caixa e equivalentes de caixa, incluindo saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, de R\$ 9.488,9 milhões, -5,8% T/T, ou US\$ 1.741,7 milhões, -3,9% T/T em dólar americano. Esse resultado é explicado, principalmente: (i) pela menor geração de caixa

operacional devido a parada programada em Papa-Terra, (ii) por pagamentos relacionados à aplicação de investimentos (capex), (iii) pelo pagamento do serviço da dívida, (iv) pelo inadimplemento financeiro da NTE em Papa-Terra, parcialmente compensados (v) pelo recebimento de R\$ 1.287,1 milhões da Westlawn referente à aquisição de 20% na Concessão BS-4 que inclui os campos de Atlanta e de Oliva.

A dívida bruta⁶, incluindo a dívida da 3R Lux no valor de R\$2.764,9, encerrou o 3T24 em R\$ 16.789,1 milhões, -1,4% T/T, ou US\$ 3.081,7 milhões, +0,6% T/T. O resultado é explicado pela atualização monetária de debêntures, juros incorridos e efeitos de variação cambial sobre a parcela dolarizada de instrumentos de dívida.

Os recursos captados através da emissão de Notes (*Bond*) pela 3R Lux, US\$ 500 milhões, estão aplicados pela subsidiária, sendo que a referida aplicação financeira (TRS 3R Lux) é uma garantia da emissão de debêntures realizada pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 3T24 com dívida líquida de R\$ 7.300,2 milhões, +5,0% T/T, ou US\$ 1.340,0 milhões, +7,1% T/T.

Adicionalmente à dívida financeira acima reportada, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela abaixo⁷. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio do *Brent*, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo. No encerramento de 3T24, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 1.758,0 milhões, -1,8% T/T, ou US\$ 322,7 milhões, +0,2% T/T.

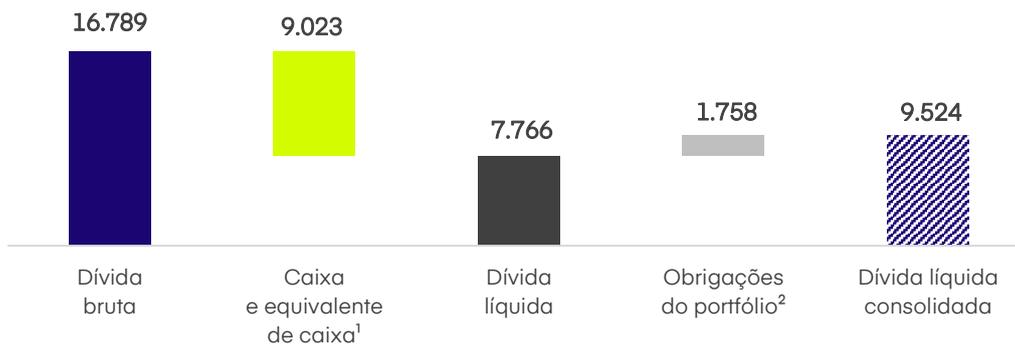
Ativos	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de Reais						
Peroá (WI 100%)	83	142				221
Papa-Terra (WI 62,5%)	182	22	40	99	98	442
Potiguar	386	363	346	-	-	1.095
Total de Pagamentos	651	524	386	99	98	1.758
Contingente	265	161	40	99	98	465
Diferido	386	363	346	-	-	1.095

Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 9.058,2 milhões +3,6%, ou US\$ 1.662,6 milhões +5,7% T/T.

⁶ Não considera R\$ 216,1 milhões em arrendamentos.

Endividamento

(R\$ milhões)



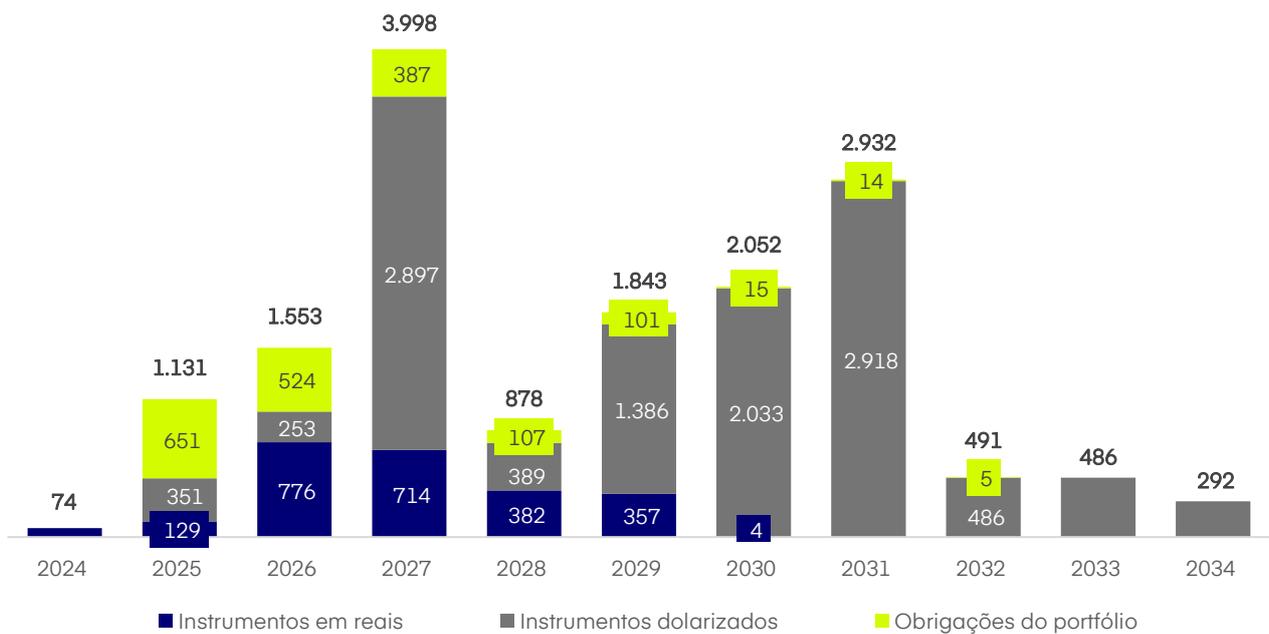
¹ O montante de caixa e equivalente de caixa inclui os saldos de aplicações financeiras e do caixa restrito.

² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 30 de setembro de 2024.

O gráfico abaixo apresenta, na visão combinada após incorporações, o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do terceiro trimestre de 2024 da Brava Energia.

Perfil de Amortização⁸

(R\$ milhões)



Considerando a metodologia estabelecida nos instrumentos de dívida para fins de *covenant*, a Companhia encerrou o 3T24 com alavancagem (dívida financeira líquida consolidada dividida pelo EBITDA 12M Ajustado) de 2,7x, patamar controlado dentro do parâmetro máximo de 3,0x exigido nos contratos de dívida.

No 3T24, obtivemos a melhoria dos *ratings* pela Fitch, para AA- no rating nacional de longo prazo, com perspectiva estável, e pela S&P, para brAA- em escala nacional, com perspectiva positiva, o que permitirá captura de sinergias financeiras.

⁸ Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados, excluindo a debênture emitida pela 3R Potiguar em que é garantida pela aplicação financeira (TRS) da 3R Lux.

Anexo I – Demonstração de Resultado Detalhada Proforma

Demonstração de Resultado	Upstream						Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	3T24 Proforma	3T23 Proforma	Δ A/A	2T24 Proforma	Δ T/T	9M24 Proforma	9M23 Proforma	Δ 9M/9M
	Complexo Potiguar	Complexo Recôncavo	Papa-Terra	Atlanta	Peroá	Manati												
<i>Em milhões de reais</i>																		
Receita Líquida	839,9	223,6	(67,2)	422,7	83,8	-	1.502,9	1.537,8	-	(847,3)	2.193,5	2.456,3	-10,7%	3.129,1	-29,9%	8.146,2	4.732,4	72,1%
Custo do Produto Vendido	(446,0)	(174,1)	32,2	(377,6)	(55,6)	(35,0)	(1.056,1)	(1.473,0)	-	813,4	(1.715,7)	(1.884,5)	-9,0%	(2.249,8)	-23,7%	(5.805,9)	(3.325,6)	74,6%
Royalties	(74,0)	(13,2)	(1,6)	(28,3)	(2,1)	-	(119,2)	-	-	(119,2)	(134,6)	(188,7)	-11,4%	(188,7)	-36,8%	(459,4)	(287,2)	60,0%
Lucro Bruto	393,9	49,5	(34,9)	45,1	28,2	(35,0)	446,8	64,8	-	(33,9)	477,8	571,8	-16,4%	879,3	-45,7%	2.340,3	1.406,8	66,4%
Despesas G&A	(90,0)	(27,4)	(11,8)	(131,1)	(7,5)	(0,3)	(268,2)	(21,8)	(94,5)	-	(384,4)	(164,3)	2,3x	(233,6)	64,5%	(796,9)	(465,5)	71,2%
Gastos Exploratórios	-	-	-	(16,5)	-	-	(16,5)	-	-	-	(16,5)	(93,7)	-82,4%	(21,7)	-23,9%	(42,5)	(157,5)	-73,0%
Outras receitas e despesas operacionais	(3,9)	0,5	(71,3)	1.014,8	-	72,3	1.012,3	(6,6)	(4,0)	-	1.001,8	(10,9)	-	(56,3)	-	940,9	(66,3)	-
Lucro Operacional	300,0	22,6	(118,1)	912,4	20,7	36,9	1.174,5	36,5	(98,4)	(33,9)	1.078,7	302,8	3,6x	567,8	1,9x	2.441,7	717,5	3,4x
Resultado Financeiro Líquido	11,9	13,5	3,9	(100,8)	(7,6)	(2,7)	(81,7)	(12,0)	(142,6)	(0,0)	(236,3)	(757,7)	-68,8%	(1.435,2)	-83,5%	(2.421,1)	(830,1)	2,9x
Resultado antes de impostos	311,9	36,1	(114,2)	811,6	13,1	34,2	1.092,8	24,5	(241,0)	(33,9)	842,3	(454,9)	-	(867,4)	-	20,6	(112,6)	-
Imposto de renda e contribuição social	(34,5)	(7,9)	31,3	(288,1)	-	-	(299,2)	(52,5)	(0,0)	7,7	(344,0)	105,0	-	285,3	-1,2x	(125,1)	17,7	-
Lucro Líquido	277,4	28,2	(82,9)	523,5	13,1	34,2	793,6	(28,0)	(241,0)	(26,2)	498,3	(349,9)	-	(582,1)	-	(104,5)	(94,9)	-
Imposto de renda e contribuição social	(34,5)	(7,9)	31,3	(288,1)	-	-	(299,2)	(52,5)	(0,0)	7,7	(344,0)	105,0	-	285,3	-	(125,1)	17,7	-
Resultado Financeiro Líquido	11,9	13,5	3,9	(100,8)	(7,6)	(2,7)	(81,7)	(12,0)	(142,6)	(0,0)	(236,3)	(757,7)	-68,8%	(1.435,2)	-83,5%	(2.421,1)	(830,1)	2,9x
Depreciação e Amortização	(106,2)	(49,0)	(1,7)	(311,8)	(15,1)	(7,5)	(491,4)	(18,2)	-	(22,7)	(532,3)	(311,6)	70,8%	(556,6)	-4,4%	(1.627,3)	(811,2)	100,6%
Depreciação e Amortização G&A	(5,0)	(1,7)	(0,5)	(0,6)	(0,4)	-	(8,1)	1,1	(3,0)	(0,0)	(10,0)	(25,8)	-61,2%	(10,6)	-5,4%	(30,8)	(57,0)	-45,9%
EBITDA	411,2	73,3	(115,9)	1.224,7	36,2	44,5	1.674,0	53,5	(95,4)	(11,2)	1.621,0	640,2	2,5x	1.135,0	42,8%	4.099,9	1.585,7	2,6x
Margem EBITDA	49,0%	32,8%	-	-	43,2%	-	111,4%	3,5%	-	-	73,9%	26,1%	47,8 p.p.	36,3%	37,6 p.p.	50,3%	33,5%	16,8 p.p.
Ajustes não recorrentes	35,3	11,7	77,7	(990,1)	3,1	(80,8)	(943,1)	1,5	48,1	-	(893,6)	35,0	-	(103,7)	8,6x	(1.097,5)	(124,3)	8,8x
EBITDA Ajustado	446,5	85,0	(38,2)	234,6	39,3	(36,3)	730,8	55,1	(47,4)	(11,2)	727,4	675,3	7,7%	1.031,3	-29,5%	3.002,5	1.461,4	2,1x
Margem EBITDA Ajustado	53,2%	38,0%	-	55,5%	46,9%	-	48,6%	3,6%	-	-	33,2%	27,5%	5,7 p.p.	33,0%	0,2 p.p.	36,9%	30,9%	6,0 p.p.

Anexo II – Tabela Produção

Portfólio	3T23	4T23	1T24	2T24	3T24	Δ T/T	Δ A/A
Produção Total Bruta l boe/d ⁽¹⁾	48.998	63.626	72.045	59.556	51.721	-13,2%	5,6%
Óleo l bbl/d	35.619	47.316	55.882	48.610	41.205	-15,2%	15,7%
Complexo Potiguar	23.490	23.463	23.448	23.456	22.157	-5,5%	-5,7%
Complexo Recôncavo	3.294	3.824	3.897	3.701	3.298	-10,9%	0,1%
Papa-Terra	8.109	10.221	7.970	8.053	3.543	-56,0%	-56,3%
Atlanta	515	9.605	20.388	13.257	12.104	-8,7%	23,5
Peroá	160	129	118	144	103	-28,3%	-35,7%
Manati	51	73	61	-	-	-	-
Gás l boe/d ⁽³⁾	13.379	16.310	16.163	10.946	10.516	-3,9%	-21,4%
Complexo Potiguar	1.647	1.639	2.005	1.866	1.800	-3,5%	9,3%
Complexo Recôncavo	4.244	5.363	5.389	5.336	5.493	2,9%	29,4%
Papa Terra	242	374	369	349	163	-53,3%	-32,5%
Atlanta	22	401	863	566	534	-5,6%	24,2
Peroá	3.567	3.313	3.274	2.829	2.526	-10,7%	-29,2%
Manati	3.657	5.221	4.263	-	-	-	-

Conteúdo

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR	3
Balanço patrimonial	5
Demonstração do resultado	7
Demonstração do resultado abrangente	8
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	9
Demonstração dos fluxos de caixa	10
Demonstração do valor adicionado	11
Notas explicativas às informações trimestrais - ITR	12



KPMG Auditores Independentes Ltda.
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais – ITR

Aos Acionistas, Conselho de Administração e Diretoria da
3R Petroleum Óleo e Gás S.A.
Rio de Janeiro - RJ

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2024, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2024 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o CPC 21(R1) e com a norma internacional 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 contábeis 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 contábeis intermediárias individuais e consolidadas, incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o 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.

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 nove meses findo em 30 de setembro de 2024, elaboradas sob a responsabilidade da administração 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 contábeis 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 contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2024

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Thiago Ferreira Nunes
Contador CRC RJ-112066/O-0

Balço Patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Ativo					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	3	62.084	876.332	1.777.754	1.754.106
Aplicações financeiras	3.1	-	-	4.521.496	154.559
Caixa restrito	3.2	-	40.016	98.175	287.215
Contas a receber de terceiros	4	-	-	291.286	522.022
Contas a receber - partes relacionadas	20	169.844	8.971	-	-
Estoque	7	-	-	983.862	814.819
Créditos com parceiros	5	-	-	338.213	-
Adiantamentos	6	454	1.544	81.330	58.578
Dividendos a receber	20	-	300.568	-	-
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	9.1	7.833	22	288.887	31.736
Outros impostos a recuperar	9.2	611	5.624	329.932	128.162
Derivativos	34	-	-	56.293	40.817
Despesas antecipadas		4.409	5.456	171.292	164.556
Debêntures - partes relacionadas	20	189.607	458.068	-	-
Créditos a receber - Yinson	8	-	-	176.364	-
Outros ativos		5	30	135.290	8.926
Total do ativo circulante		434.847	1.696.631	9.250.174	3.965.496
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras	3.1	-	-	2.724.050	2.304.150
Caixa restrito	3.2	-	192	367.431	22.772
Debêntures - partes relacionadas	20	800.000	279.227	-	-
Depósitos judiciais		5.449	6.250	8.033	8.205
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10	-	-	597.935	538.830
Outros impostos a recuperar	9.2	6	6	155.510	128
Despesas antecipadas		152	-	26.840	-
Créditos a receber - Yinson	8	-	-	1.976.587	-
Derivativos	34	-	-	47.048	61.894
Outros ativos		-	-	9.803	4.829
		805.607	285.675	5.913.237	2.940.808
Adiantamento para cessão de blocos		-	-	1.600	1.600
Adiantamentos para aquisição de projetos		-	-	87.748	-
Investimentos	11	12.714.238	5.751.823	-	-
Imobilizado	12	24.338	19.831	12.000.142	6.149.095
Intangível	13	29.842	20.363	8.613.409	7.021.490
Direito de uso	24	6.001	8.349	202.327	41.369
Total do ativo não circulante		13.580.026	6.086.041	26.818.463	16.154.362
Total do ativo		14.014.873	7.782.672	36.068.637	20.119.858

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Balanço Patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Passivo					
Circulante					
Fornecedores	14	13.128	13.827	1.989.496	1.315.214
Empréstimos e financiamentos	15	98.053	96.982	567.680	239.428
Arrendamentos	24	3.556	3.216	166.107	16.500
Obrigações trabalhistas		57.938	35.560	201.048	103.832
Contas a pagar - partes relacionadas	20	56.788	60.000	-	6.164
Dividendos a pagar	20	6	92.565	6	92.565
Valores a pagar por aquisições	18	-	35.442	478.923	608.436
Imposto de renda e contribuição social a recolher	17.1	-	-	261.215	29.376
Outros impostos a recolher	17.2	2.320	3.839	96.948	93.714
Provisão para pagamento de Royalties		-	-	43.195	38.893
Debêntures	16	57.319	535.840	244.995	721.925
Debêntures - partes relacionadas	20	-	-	32.169	22.129
Derivativos	34	-	-	15.784	17.441
Outras obrigações	19	2.793	1.880	134.408	30.894
Total do passivo circulante		291.901	879.151	4.231.974	3.336.511
Não circulante					
Fornecedores	14	-	-	704.258	-
Empréstimos e financiamentos	15	176.417	16.667	3.257.779	2.338.631
Derivativos	34	-	-	30.560	52.672
Arrendamentos	24	3.706	6.417	50.011	28.813
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10	-	-	653.367	68.288
Provisão para contingências	22	3.207	3.118	3.307	3.207
Valores a pagar por aquisições	18	-	-	1.279.136	1.354.641
Obrigações com consórcio	23	-	-	57.922	-
Provisão para abandono	21	-	-	1.811.043	1.349.358
Debêntures	16	2.082.643	1.343.552	12.686.515	5.962.183
Debêntures - partes relacionadas	20	-	-	-	16.071
Outros impostos a recolher	17.2	-	-	9.012	-
Outras obrigações	19	43.885	41.330	48.038	44.393
Total do passivo não circulante		2.309.858	1.411.084	20.590.948	11.218.257
Patrimônio líquido					
Capital social	25	11.971.561	5.055.783	11.971.561	5.055.783
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		(1.009.809)	58.138	(1.177.208)	58.138
Reserva de lucros		297.183	297.183	297.183	297.183
Ajuste de avaliação patrimonial		35.722	81.333	35.722	81.333
Lucros acumulados		118.457	-	118.457	-
Patrimônio líquido atribuível aos controladores		11.413.114	5.492.437	11.245.715	5.492.437
Participação de não controladores		-	-	-	72.653
Total do patrimônio líquido		11.413.114	5.492.437	11.245.715	5.565.090
Total do passivo e patrimônio líquido		14.014.873	7.782.672	36.068.637	20.119.858

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Demonstração do Resultado

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora				Consolidado			
		Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Receita líquida	27	-	-	-	-	2.193.642	2.360.259	6.776.604	3.770.539
Custo dos produtos vendidos	28	-	-	-	-	(1.683.888)	(1.624.045)	(4.883.752)	(2.591.441)
Lucro bruto		-	-	-	-	509.754	736.214	1.892.852	1.179.098
Despesas gerais e administrativas	29	(60.563)	(52.510)	(108.128)	(156.951)	(240.979)	(123.080)	(511.287)	(353.792)
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	30	-	-	-	-	(14.445)	-	(14.445)	-
Outras despesas/receitas operacionais, líquidas	31	(842)	(528)	26.659	(893)	987.282	(5.942)	960.850	(44.030)
Provisão no valor recuperável de ativos		-	-	-	-	-	-	-	(26.500)
		(61.405)	(53.038)	(81.469)	(157.844)	731.858	(129.022)	435.118	(424.322)
Resultado de equivalência patrimonial	11	886.743	(32.700)	521.465	187.406	-	-	-	-
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e da contribuição social		825.338	(85.738)	439.996	29.562	1.241.612	607.192	2.327.970	754.776
Receitas financeiras	32	41.782	48.101	138.371	113.840	139.360	81.102	465.211	430.211
Despesas financeiras	32	(148.395)	(45.851)	(459.910)	(137.183)	(290.547)	(800.078)	(2.507.146)	(1.142.048)
		(106.613)	2.250	(321.539)	(23.343)	(151.187)	(718.976)	(2.041.935)	(711.837)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social		718.725	(83.488)	118.457	6.219	1.090.425	(111.784)	286.035	42.939
Imposto de renda e contribuição social correntes	10	-	-	-	-	(111.074)	(107.766)	(244.984)	(161.353)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10	-	-	-	-	(267.953)	142.097	77.406	136.452
Lucro líquido (prejuízo) do período		718.725	(83.488)	118.457	6.219	711.398	(77.453)	118.457	18.038
Lucro líquido (prejuízo) atribuído a:									
Acionistas controladores		718.725	(83.488)	118.457	6.219	718.725	(83.488)	118.457	6.219
Acionistas não controladores		-	-	-	-	(7.327)	6.035	-	11.819
Lucro líquido (prejuízo) do período		718.725	(83.488)	118.457	6.219	711.398	(77.453)	118.457	18.038
Resultado básico por ação (em R\$ por ação)	33	2,47	(0,38)	0,41	0,03	2,44	(0,38)	0,41	0,03
Resultado diluído por ação (em R\$ por ação)	33	2,47	(0,38)	0,41	0,03	2,44	(0,38)	0,41	0,03

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Demonstração do Resultado Abrangente

(Em milhares de reais)

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Lucro líquido (prejuízo) do período	718.725	(83.488)	118.457	6.219	711.398	(77.453)	118.457	18.038
Itens que podem ser subsequentemente reclassificados para o resultado:								
Ajuste de conversão	(56.604)	11.146	(45.611)	(11.997)	(56.604)	11.146	(45.611)	(11.997)
Total de resultados abrangente do período	662.121	(72.342)	72.846	(5.778)	654.794	(66.307)	72.846	6.041

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

(Em milhares de reais)

	Nota	Capital social	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria	Reserva legal	Reserva de investimentos e expansão	Lucros / (Prejuízos) acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Total	Participação de não controladores	Total do patrimônio líquido
Saldo em 01 de janeiro de 2023		4.154.406	37.136	-	-	(15.486)	106.383	4.282.439	58.836	4.341.275
Lucro líquido do período	31	-	-	-	-	6.219	-	6.219	11.819	18.038
Transações com pagamentos baseados em ações		1.377	7.370	-	-	-	-	8.747	-	8.747
Aporte de capital		900.000	-	-	-	-	-	900.000	-	900.000
Ajuste acumulado de conversão		-	-	-	-	-	(11.997)	(11.997)	-	(11.997)
Saldo em 30 de setembro de 2023		5.055.783	44.506	-	-	(9.267)	94.386	5.185.408	70.655	5.256.063
Saldo em 01 de janeiro de 2024		5.055.783	58.138	19.487	277.696	-	81.333	5.492.437	72.653	5.565.090
Lucro líquido do período	31	-	-	-	-	118.457	-	118.457	-	118.457
Participação dos lucros de não controlador - janeiro a julho de 2024		-	-	-	-	-	-	-	3.243	3.243
Aquisição de controladas		6.908.442	(1.051.881)	-	-	-	-	5.856.561	(75.896)	5.780.665
Transações com pagamentos baseados em ações	24	7.336	(16.066)	-	-	-	-	(8.730)	-	(8.730)
Ações em tesouraria		-	(167.399)	-	-	-	-	(167.399)	-	(167.399)
Ajuste acumulado de conversão	24	-	-	-	-	-	(45.611)	(45.611)	-	(45.611)
Saldo em 30 de setembro de 2024		11.971.561	(1.177.208)	19.487	277.696	118.457	35.722	11.245.715	-	11.245.715

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido do período		118.457	6.219	118.457	18.038
Ajustado por:					
Equivalência patrimonial		(521.465)	(187.406)	-	-
Resultado de aplicações financeiras		(22.799)	(16.487)	(224.805)	(148.283)
Atualização de depósitos judiciais		(131)	(11)	(131)	(13)
Juros de dívida		176.295	117.222	908.597	490.834
Ajuste a valor presente		29.044	(10.942)	(37.488)	14.558
Derivativos não realizados		194.974	-	189.417	140.976
Varição cambial não realizada		2.410	(1.489)	266.351	(322.001)
Provisões para contingências constituídas / (revertidas)		89	(72)	100	(346)
Resultado de alienação de participação - BS-4		-	-	(720.319)	-
Provisão no valor recuperável de ativos		-	-	-	26.500
Baixa de imobilizado e intangível		4	4	(299)	142
Gastos incorridos com blocos e pocos baixados		-	-	324	-
Baixa de passivo de arrendamento		-	-	(54.561)	-
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures		35.238	-	666.558	85.815
Atualização earn-out antigo controlador		(27.501)	-	(27.501)	-
Atualização da provisão para abandono		-	-	95.651	66.431
Remensuração da provisão de abandono		-	-	(354.438)	-
Receita de juros com debêntures - partes relacionadas		(114.391)	(83.560)	-	-
Receita de juros de empréstimos - Yinson		-	-	(21.979)	-
Depreciação do imobilizado		1.671	1.323	453.294	196.540
Amortização do intangível		4.187	2.105	400.384	205.157
Depreciação do direito de uso		2.348	2.722	166.659	11.414
Apropriação de seguro resultado financeiro		-	-	23.349	-
Despesas antecipadas apropriadas no período		6.906	6.710	89.526	70.561
Custos apropriados - debêntures e empréstimos		15.780	4.818	176.415	13.546
Imposto de renda e contribuição social diferidos		-	-	(77.406)	(136.452)
Imposto de renda e contribuição social corrente		-	-	244.984	-
Transações com pagamentos baseados em ações		(16.066)	7.370	(16.066)	7.370
		(114.950)	(151.474)	2.265.073	740.787
Variação em ativos e passivos					
Contas a receber de terceiros		-	-	230.742	(309.835)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(7.811)	9.600	(76.786)	9.392
Outros impostos a recuperar		5.013	(2.809)	(136.844)	(115.396)
Estoque		-	-	(149.740)	(458.834)
Outros ativos		25	379	287.481	(10.551)
Imposto de renda e contribuição social a recolher		-	-	146.185	161.242
Outros impostos a recolher		(1.519)	(905)	(63.665)	22.246
Créditos com parceiros		-	-	(338.213)	-
Adiantamentos		1.090	2.778	(23.437)	133.233
Fornecedores		(699)	(396)	(425.092)	398.015
Depósitos judiciais		932	(3.030)	303	(3.597)
Despesas antecipadas		(6.012)	(7.045)	(146.451)	(117.636)
Obrigações trabalhistas		22.378	22.111	28.295	50.566
Royalties		-	-	39	31.361
Reembolsos (gastos) com abandono no período		-	-	13.971	2.948
Derivativos		-	-	(57.418)	(9.451)
Contas a receber e a pagar com partes relacionadas		(164.085)	(8.060)	(4.184)	-
Outras obrigações		1.925	6.093	(166.811)	(28.631)
Caixa (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais		(263.713)	(132.758)	1.383.448	495.859
Impostos pagos sobre o lucro		-	-	(183.382)	(98.694)
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais		(263.713)	(132.758)	1.200.066	397.165
Fluxo de caixa das atividades de investimento					
Aplicações financeiras		22.799	16.487	315.569	(2.220.231)
Alienação de participação BS-4		-	-	1.695.666	-
Financiamentos concedidos - Yinson		-	-	(3.578)	-
Aumento de capital social em controlada		(630.000)	(922.527)	-	-
Aquisição de imobilizado		(7.141)	(1.364)	(1.499.600)	(755.682)
Aquisição de intangível		(12.707)	(9.389)	(33.136)	(53.349)
Aplicações em caixa restrito		40.208	(62)	(53.574)	(233.544)
Debêntures emitidas - partes relacionadas		(585.000)	(140.000)	15.000	-
Juros recebidos - Debêntures partes relacionadas		95.641	79.335	-	-
Principal recebido - Debêntures partes relacionadas		351.438	37.500	-	-
Valores a pagar por aquisições		(36.609)	-	(473.465)	(5.214.643)
Dividendos recebidos		300.568	235.844	-	-
Caixa líquido consumido nas atividades de investimentos		(460.803)	(704.176)	(37.118)	(8.477.449)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento					
Custo de transação - empréstimos e debêntures		(13.924)	-	(94.154)	(223.727)
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures		(140.691)	(109.636)	(791.493)	(333.186)
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA		-	-	(3.994)	-
Pagamento de passivo de arrendamento		(3.240)	(3.786)	(72.887)	(14.257)
Emissão de debêntures		900.000	-	900.000	5.107.850
Emissão de debêntures - partes relacionadas		-	-	-	37.500
Amortização principal - empréstimos e debêntures		(946.667)	-	(3.858.255)	(117.488)
Amortização principal - debêntures partes relacionadas		-	-	(21.059)	-
Dividendos pagos		(92.559)	-	(94.539)	-
Acções em tesouraria		-	-	(167.399)	-
Aumento de capital social		7.336	901.377	7.336	901.377
Empréstimos captados		200.000	110.000	2.984.350	2.708.737
Caixa líquido (consumido pelas) gerado nas atividades de financiamento		(89.745)	897.955	(1.212.094)	8.066.806

Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa	(814.261)	61.021	(49.146)	(13.478)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	876.332	86.942	1.754.106	800.442
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	13	(16)	72.794	(4.984)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	62.084	147.947	1.777.754	781.980
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	(814.261)	61.021	(49.146)	(13.478)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Demonstração do Valor Adicionado

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Receita líquida	-	-	7.861.972	3.770.539
Vendas de óleo e gás	-	-	2.150.937	1.984.089
Vendas de derivados do petróleo	-	-	4.510.774	1.734.803
Outras receitas	-	-	1.200.261	51.647
Insumos adquiridos de terceiros	(54.809)	(44.442)	(4.268.557)	(2.339.044)
Custos dos produtos, mercadorias e serviços vendidos	-	-	(2.860.368)	(1.170.497)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(54.809)	(44.442)	(1.408.189)	(1.142.047)
Provisão no valor recuperável de ativos	-	-	-	(26.500)
Valor adicionado bruto	(54.809)	(44.442)	3.593.415	1.431.495
Depreciação e amortização	(8.206)	(6.150)	(1.020.337)	(413.111)
Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	(63.015)	(50.592)	2.573.078	1.018.384
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado da equivalência patrimonial	521.465	187.406	-	-
Receitas financeiras	138.371	113.840	465.211	430.211
Valor adicionado total a distribuir	596.821	250.654	3.038.289	1.448.595
Distribuição do valor adicionado	596.821	250.654	3.038.289	1.448.595
Com pessoal	15.014	80.751	304.054	188.839
Remuneração direta	(7.159)	62.311	248.215	143.154
Benefícios	13.718	11.413	35.597	29.536
FGTS	8.455	7.027	20.217	16.149
Outros	-	-	25	-
Impostos, taxas e contribuições	45.549	24.391	246.225	74.995
Federais	45.549	24.391	240.852	74.320
Estaduais	-	-	948	654
Municipais	-	-	4.425	21
Remuneração de capitais de terceiros	417.801	139.293	2.369.553	1.166.723
Juros	382.490	122.061	1.307.995	505.170
Aluguéis	(15.534)	898	43.201	22.119
Outras	50.845	16.334	1.018.357	639.434
Remuneração de capital próprio	118.457	6.219	118.457	18.038
Lucro líquido (prejuízo) do período	118.457	6.219	118.457	18.038

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

1 . Contexto operacional

A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia” ou “3R OG”) 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 3R OG 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.

Mudança da marca da Companhia

Em 09 de setembro de 2024, a Companhia passou a utilizar sua nova marca - Brava Energia - e suas ações passaram a ser negociadas na B3 sob o código BRAV3 e com novo nome de pregão BRAVA nesta mesma data.

Estrutura societária

Em 30 de setembro 2024, a 3R OG 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 RNCE S.A. (“3R RNCE”), 3R Potiguar S.A. (“3R Potiguar”), 3R Operações Marítimas S.A. (“3R OP”), 3R Operações Offshore S.A. (“3R Operações Offshore”), 3R Petroleum Offshore S.A. (“3R Offshore”), 3R Lux S.à.r.l. (“3R Lux”), Enauta Participações S.A. (“Enauta Participações”), Enauta Finance B.V. (“Enauta Finance”), Enauta Energia S.A. (“Enauta Energia”), Enauta Petróleo e Gás Ltda. (“Enauta Petróleo e Gas”), Enauta Netherlands B.V. (“Enauta Netherlands”) e Atlanta Field B.V. (“AFPS B.V.”).

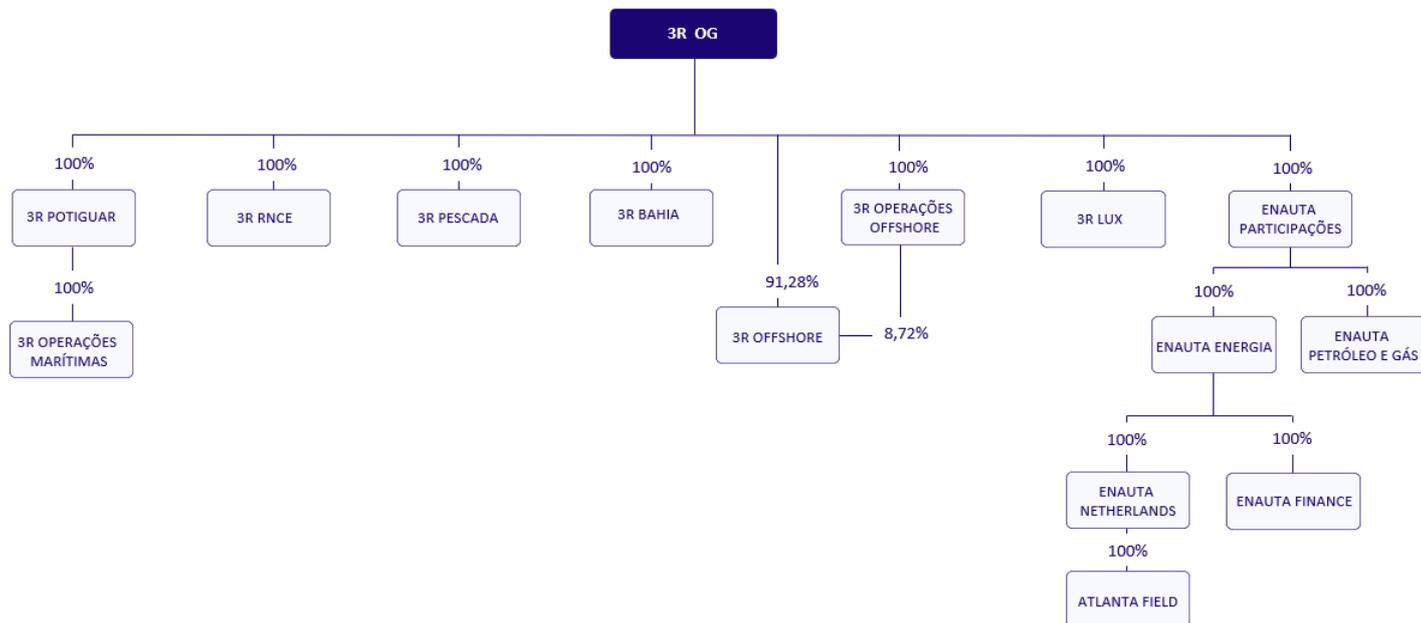
Reorganização societária

Em 1º de janeiro de 2024, a Companhia implementou uma reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração. Essa reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional, unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, conseqüentemente, gerando eficiência nos custos operacionais, administrativos e fiscais.

Como resultado da reorganização societária, as subsidiárias 3R Macau S.A. (“3R Macau”) e 3R Fazenda Belém S.A. (“3R FZB”) foram incorporadas pela 3R Areia Branca S.A. (“3R Areia Branca”), que passou a se chamar “3R RNCE S.A.”. Na mesma data, a subsidiária 3R Rio Ventura S.A. (“3R RV”) foi incorporada pela 3R Candeias S.A. (“3R Candeias”), que passou a se chamar “3R Bahia S.A.”.

Durante o terceiro trimestre de 2024, a Companhia realizou a incorporação de ações da Enauta Participações, sociedade anônima de capital aberto, que possuía suas ações listadas no Novo Mercado da B3. No mesmo momento, a Companhia também realizou a incorporação da Maha Energy Offshore (Brasil) Ltda. (“Maha Offshore”), sociedade limitada brasileira, cujo principal ativo era a participação societária na 3R Offshore, controlada direta da 3R OG, e que foi renomeada para 3R Operações Offshore. Estas operações resultaram numa participação de 100% em ambas as companhias citadas, bem como nas subsidiárias da Enauta Participações. A transação está detalhada na sessão “Eventos relevantes do período - Combinação de negócios”, nesta mesma nota explicativa.

A estrutura societária em 30 de setembro de 2024 encontra-se apresentada abaixo:



3R OG

A Companhia é 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 30 de setembro de 2024 a Companhia já havia cumprido 98% do Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) desse bloco, restando somente 2,40098 UTs de PEM. Este contrato encontra-se com o 1º Período Exploratório suspenso com base na NT nº19/2023/SEP, referente a baixa flexibilidade para cumprimento do PEM fora da área de concessão.

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.

3R Pescada (Pescada e Arabaiana)

A 3R Pescada detém 35% de participação nos campos 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 34 (b).

No período findo em 30 setembro de 2024, a 3R Pescada alterou sua moeda funcional de dólar para real, que é a mesma moeda funcional da Companhia, sua controladora. Com a aquisição do Polo Potiguar, a 3R Pescada passou a vender 100% de sua produção para a 3R Potiguar, empresa subsidiária pertencente ao mesmo grupo econômico. Por esta razão, a partir deste período a principal moeda que influencia suas transações passou a ser o real. Esta troca em sua moeda funcional passou a refletir em suas demonstrações financeiras, a expressão monetária que melhor representa suas atividades.

Os impactos contábeis relativos à mudança da moeda funcional foram feitos conforme previstos no CPC 02 - Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio. Não houve impactos contábeis relevantes nas contas patrimoniais da 3R Pescada decorrentes desta alteração.

3R Operações Offshore

Antes denominada Maha Energy Offshore (Brasil) Ltda., a 3R Operações Offshore foi incorporada pela Companhia em agosto de 2024. É controlada 100% diretamente pela 3R OG e tem 8,72% de participação na 3R Offshore.

3R Offshore

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a possuir 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora detém 100% de participação no Polo Peroa e 62,5% do Polo Papa Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda (“NTE”), o qual encontra-se em disputa, conforme descrito abaixo.

Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa Terra por meio do Joint Operating Agreement (“JOA”), a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela Nova Técnica no consórcio (forfeiture). Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, do qual foi proferida decisão liminar em 1ª instância, e posteriormente modulada em 2ª instância que, dentre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão compulsória perante a ANP, embora tenha vedado o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo de Papa Terra, desde que estas tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, e desde que a Companhia não se reporte como única detentora de participação no Campo de Papa Terra, devendo incluir ressalva sobre o litígio existente entre 3R Offshore e NTE, até que a questão venha a ser apreciada pelo Tribunal Arbitral a ser constituído no âmbito da Arbitragem, e (iii) determinou que seja mantida conta bancária para depósito da receita de produção originalmente cabível à NTE (37,5%), após o abatimento das despesas proporcionais à referida participação, até que o tema seja apreciado pelo Tribunal Arbitral.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de junho de 2024, a partir do exercício do forfeiture, a Companhia passou a reter 37,5% da produção do ativo e considerá-la nos seus resultados, bem como os gastos decorrentes desta parcela, sem alterar, no entanto, a sua participação de 62,5% sobre os direitos de concessão no campo de Papa-Terra registrados no Balanço Patrimonial da Companhia.

Considerando a decisão de 2ª instância, proferida em 16 de agosto de 2024, que reformou parcialmente a decisão de 1º grau no sentido da manutenção do status quo contratual até a análise pelo Tribunal Arbitral, a Companhia passou a mensurar, nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Polo de Papa-Terra nas linhas de resultados. Dessa forma, as receitas e gastos referentes a 37,5% da participação detida pela NTE foram registradas na conta de créditos com parceiros. Conforme nota explicativa 5, em 30 de setembro de 2024, o saldo de crédito com parceiros, em favor da Companhia, referente à dívida da NTE, é de R\$ 315.770.

A participação de 37,5% da NTE nas receitas e gastos do Campo de Papa-Terra (referente à parcela da NTE, em disputa) até 30 de junho de 2024, foi reconhecida nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, sendo R\$ 20.917 no resultado e R\$ 49.972 líquido entre ativos e passivos no balanço patrimonial.

Polo Peroá

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

Polo Papa-Terra

O Polo Papa-Terra compreende o campo de produção de Papa-Terra localizados 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).

Adicionalmente, a 3R Offshore é concessionária 100% do campo de Camarão que se encontra com o contrato suspenso aguardando a finalização da devolução do campo de Camarão Norte. Além disso, a Companhia reavaliou os seus investimentos em CAPEX neste campo e, considerando que a Companhia está focada na consolidação dos ativos em produção, em 31 de dezembro de 2023 e 30 de setembro de 2024 está constituída a provisão de impairment da totalidade do ativo.

3R RNCE

A 3R RNCE é 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.

Polo Areia Branca

Os campos 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.

3R Potiguar - Polo Potiguar

O Polo Potiguar contempla (i) a cessão dos contratos de 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) a transferência de todas as 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.

Adicionalmente, a 3R Potiguar adquiriu 3 blocos exploratório na 4ª Oferta Permanente (POT-T-403, POT-T-488 e POT-T-531).

3R Operações Marítimas

Constituída em 01 de abril de 2022 a 3R Operações Marítimas é controlada diretamente e integralmente pela 3R Potiguar e indiretamente pela 3R OG com a finalidade de prestar serviços portuários para sua controladora e terceiros.

3R Lux

Constituída em 13 de junho de 2022 a 3R Lux é controlada diretamente em sua totalidade pela 3R OG com a finalidade em adquirir participações, administrar negócios e negociar recursos financeiros em mercados internos e externos.

Enauta Participações

A Enauta Participações passou a ser controlada da Companhia a partir de 1º de agosto de 2024, após a finalização da combinação de negócios que resultou na incorporação de suas ações pela 3R OG. Tem por objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados.

Enauta Finance

A Enauta Finance é controlada indireta da Enauta Participações e passou a ser controlada indireta da 3R OG após a

finalização da combinação de negócios entre a Enauta Participações e a Companhia, que passou a ter 100% de participação indireta na Enauta Finance. A Enauta Finance tem como finalidade adquirir participações, administrar negócios e negociar recursos financeiros em mercados internos e externos.

Enauta Energia

A Enauta Energia é controlada direta da Enauta Participações e passou a ser controlada indireta da 3R OG após a finalização da combinação de negócios entre a Enauta Participações e a Companhia, que passou a ter 100% de participação indireta na Enauta Energia.

A Enauta Energia é operadora e detém 80% de participação no campo de Atlanta e Oliva (Bloco BS-4), sendo os restantes 20% detidos pela Westlawn Americas Offshore LLC ("WAO"). Além desse ativo a Enauta Energia detém 45% do campo de Manati e está em fase de aquisição de 23% dos campos de Urugá-Tambaú da Petroleo Brasileiro S.A., ainda pendente de aprovação da ANP.

Em 21 de março de 2024 Enauta Energia celebrou a assinatura de contrato de compra e venda para que afiliadas da Westlawn Americas Offshore LLC ("WAO") adquirissem 20% de participação na Concessão BS-4, que inclui os campos de Atlanta e de Oliva.

Esta transação foi concluída em 26 de setembro de 2024 com o pagamento de US\$ 234 milhões (R\$ 1.287.059) à Enauta Energia, considerando os ajustes previstos no contrato que se somam à parcela de US\$ 75 milhões recebida pela Enauta Energia após a assinatura, gerando ganho no montante de R\$ 720.319. A partir desta data, os custos serão compartilhados com o parceiro na proporção de 20%.

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. Em 11 de setembro de 2024 o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) emitiu a licença de operação do FPSO Atlanta. Ainda segue em curso a autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para iniciar a produção na nova plataforma.

A Enauta Energia possui ainda participação em diversos blocos exploratórios nas bacias do Paraná, Sergipe-Alagoas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas.

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 Enauta Energia 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.

Campos de Urugá - Tambaú

Localizados na Bacia de Santos, em águas profundas, os campos de Urugá e Tambaú produzem petróleo e gás natural por meio da FPSO Cidade de Santos. Em dezembro de 2023, a Enauta Energia celebrou contrato com a Petrobras para aquisição de 100% dos campos de petróleo e gás de Urugá e Tambaú e da infraestrutura de escoamento de gás que os conectam até o Campo de Mexilhão. As concessões têm prazo até 2032.

Em 1º de julho de 2024, a Enauta Energia notificou a Modec sobre a decisão de rescindir o contrato de aquisição do FPSO Cidade de Santos, conforme previsão contratual, a qual também prevê o reembolso de 50% do valor desembolsado na ocasião da sua assinatura.

A conclusão das transações descritas acima está sujeita ao atendimento a condições precedentes, dentre elas a aprovação da ANP, IBAMA, dentre outros.

Enauta Petróleo e Gás

A Enauta Petróleo e Gás é controlada direta da Enauta Participações e passou a ser controlada indireta da 3R OG após a finalização da combinação de negócios entre a Enauta Participações e a Companhia, que passou a ter 100% de participação indireta na Enauta Petróleo e Gás. Em 21 de dezembro de 2023, a Enauta Petróleo e Gás celebrou contrato para compra da totalidade da participação de 23% detida pela Qatar Energy Brasil Ltda. 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 transação tem data efetiva em 1º de julho de 2023 e sua conclusão depende do atendimento de condições precedentes, entre elas, autorizações de autoridades competentes envolvidas, em especial a aprovação da ANP.

Enauta Netherlands

A Enauta Netherlands é controlada direta da Enauta Energia e passou a ser controlada indireta da 3R OG após a finalização da combinação de negócios entre a Enauta Participações e a Companhia, que passou a ter 100% de participação indireta na Enauta Netherlands. A Enauta Netherlands tem como finalidade adquirir participações, administrar negócios e negociar recursos financeiros em mercados internos e externos.

Atlanta Field

A Atlanta Field é controlada direta da Enauta Netherlands e passou a ser controlada indireta da 3R OG após a finalização da combinação de negócios entre a Enauta Participações e a Companhia, que passou a ter 100% de participação indireta na Atlanta Field. A Atlanta Field tem como finalidade adquirir participações, administrar negócios e negociar recursos financeiros em mercados internos e externos.

Eventos relevantes ocorridos no período**Combinação de negócios**

Em 1º de agosto de 2024, após a conclusão de todas as condições suspensivas e precedentes, a Companhia concluiu o processo de aquisição de 100% da Enauta Participações, companhia aberta registrada na CVM e com sede no Rio de Janeiro, por meio da incorporação de suas ações. A Enauta Participações passou, nesta data, a ser uma subsidiária integral da Companhia e suas ações deixaram de ser negociadas no segmento do Novo Mercado da B3 nessa mesma data.

Ambas as companhias atuam com foco em exploração e produção de petróleo e gás natural e são habilitadas a operarem ativos em campos onshore (terra) e offshore (mar), incluindo campos no pré-sal. Através de suas subsidiárias, atuam nos segmentos de upstream, e nos segmentos de midstream e downstream da cadeia de petróleo e gás. A combinação de negócios busca promover a criação de uma das principais e mais diversificadas companhias independentes atuantes na cadeia de petróleo e gás da América Latina, com escala, portfólio diversificado e balanceado com resiliência a ciclos de preço e alta competitividade para expansão.

A transação foi concretizada pela incorporação da totalidade das ações de emissão da Enauta Participações pela Companhia com a emissão de novas ações ordinárias, de modo que, ao final, os acionistas da Enauta Participações receberam ações de emissão de Companhia, migrando, assim, para a base acionária de Companhia, que passou a deter o controle e participação integral da Enauta Participações na data da aquisição, 1º de agosto de 2024.

a) Determinação do controle

Considerando a relação de substituição de ações acordada de 0,805013 ação ordinária de emissão da Companhia para cada ação ordinária de emissão da Enauta Participações, de modo a ser atribuído aos acionistas da Enauta um total de 213.623.971 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, representativas de 47% do capital votante da companhia combinada, o que confere à 3R OG o controle acionário da Enauta Participações e suas subsidiárias, de forma que a 3R OG foi identificada como adquirente conforme CPC 15 – Combinação de Negócios.

b) Determinação da contraprestação paga e alocação do preço de compra

O valor justo da contraprestação paga referente à incorporação da Enauta Participações foi de R\$ 5.780.665 calculado com base na quantidade de ações emitidas pela Companhia (213.623.971) e no preço nominal das ações em 31 de julho de 2024 (R\$ 27,06). A tabela a seguir demonstra o valor justo da Enauta Participações e a alocação dos valores dos ativos adquiridos e passivos assumidos reconhecidos.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR**30 de setembro de 2024**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ativo	
Caixa e equivalentes de caixa	906.637
Aplicações financeiras	3.486.258
Caixa restrito	400.673
Contas a receber	6
Estoques	95.842
Impostos de renda e contribuição social a recuperar	400.671
Derivativos	10.698
Outras contas a receber	173.678
Outros ativos	38.869
Adiantamento para aquisição de projetos	87.748
Direito de uso	350.675
Créditos a receber - Yinson	2.037.824
Imobilizado e intangível	7.191.515
<i>Campo de Atlanta</i>	6.180.156
<i>Ativo imobilizado</i>	4.864.979
<i>Direito de exploração</i>	1.315.177
<i>Campo de Manati</i>	274.202
<i>Ativo imobilizado</i>	148.054
<i>Direito de exploração</i>	126.149
<i>Outros ativos</i>	737.157
Passivo	
Fornecedores	1.247.714
Débitos com parceiros	22.857
Arrendamentos	281.115
Empréstimos e financiamentos	844.581
Derivativos	437.352
Debêntures	4.926.957
Imposto de renda e contribuição social a recolher	104.225
Obrigações trabalhistas	68.921
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	2.230
Outras obrigações	42.684
Provisão para abandono	759.453
Obrigações de consórcio	57.922
IR e CSLL diferidos	604.418
Total de ativos líquidos identificáveis	5.780.665
Total da contraprestação transferida	5.780.665

c) Contribuição para a receita e lucro

A receita incluída na demonstração consolidada do resultado desde 1º de agosto de 2024 inclui o valor de receitas gerado pela Enauta Participações e suas subsidiárias no total de R\$ 422.452. A Enauta Participações e suas subsidiárias também contribuíram com um lucro de R\$ 717.661 no mesmo período.

Se a combinação de negócios com a Enauta Participações tivesse sido concluída em 1º de janeiro de 2024, a demonstração consolidada do resultado apresentaria uma adição na receita líquida *pro forma* de R\$ 1.792.035 e no lucro *pro forma* de R\$ 494.756. Essas informações de receita líquida e resultado foram obtidas mediante a simples agregação dos valores das companhias adquiridas e adquirente e não representam os valores reais consolidados para o ano.

d) Alinhamento de práticas contábeis

No contexto da aquisição e preparação das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, as práticas contábeis adotadas pela Enauta Participações na preparação das suas demonstrações financeiras estão padronizadas para as práticas contábeis adotadas pela Companhia. Não foram identificadas divergências de práticas contábeis adotadas pelas companhias.

Aquisição de participação de não controlador na 3R Offshore

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia adquiriu participação adicional de 15% da 3R Offshore, aumentando sua participação de 85% para 100% através da aquisição da Maha Energy Offshore (Brasil) Ltda (“Maha Energy”). O valor contábil dos ativos líquidos da 3R Offshore nas demonstrações financeiras na data de aquisição era de R\$ 505.969. A Companhia reconheceu uma redução na participação de não controladores de R\$ 75.896 e uma redução na reserva de capital de R\$ 224.373, referente à mudança no patrimônio líquido atribuível aos acionistas controladores.

2 . Base de preparação das demonstrações financeiras

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).

As informações trimestrais - ITR individuais e consolidadas da Companhia foram autorizadas pela Administração em 13 de novembro de 2024.

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

2.2. Base de consolidação

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.

2.3. Políticas contábeis adotadas

Estas informações trimestrais - ITR foram elaboradas seguindo princípios, práticas e critérios consistentes com aqueles adotados na elaboração das demonstrações financeiras anuais em 31 de dezembro de 2023. 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 - ITR devem ser lidas, em conjunto, com as referidas demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023.

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 2023.

3 . Caixa e equivalentes de caixa

Em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, os valores referem-se a:

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
No país:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Caixa e bancos	26	15	185	174
Aplicações financeiras	61.959	876.218	1.588.438	1.750.926
No exterior:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Bancos	99	99	189.131	3.006
	62.084	876.332	1.777.754	1.754.106

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”) 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.

3.1 . Aplicações financeiras

	Indexadores	Controladora		Consolidado	
		30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
No país:					
Fundo de investimento cambial (a)	USD (Ptax)	-	-	-	4.970
Fundo de investimento (a)	CDI	-	-	2.307.472	9.649
		-	-	2.307.472	14.619
No exterior:					
Conta corrente / overnight	USD (Ptax)	-	-	46.799	-
Time deposits	USD (Ptax)	-	-	2.118.942	-
Total Return swap – TRS (b)	USD (fixo)	-	-	2.772.333	2.444.090
		-	-	4.938.074	2.444.090
Total das aplicações financeiras		-	-	7.245.546	2.458.709
Ativo circulante		-	-	4.521.496	154.559
Ativo não circulante		-	-	2.724.050	2.304.150

(a) Constituem-se em fundo de investimento, cuja finalidade é de investimento e não para uso de capital de giro.

(b) Refere-se a recursos aplicados no banco Santander Cayman Branch na modalidade TRS (*Total Return Swap*) pela controlada 3R Lux.

3.2 . Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Conta reserva (a)	-	40.016	367.431	285.029
Caixa restrito (b)	-	192	27.229	24.958
Garantia referente a juros sobre emissão de debêntures (c)	-	-	70.946	-
	-	40.208	465.606	309.987
Ativo circulante	-	40.016	98.175	287.215
Ativo não circulante	-	192	367.431	22.772

(a) Refere-se a contas escrow, vinculada a empréstimos e debêntures.

(b) Em 30 de setembro de 2024, o saldo é composto pelo valor de R\$ 25.905 decorrente de depósitos realizados em conformidade com a Lei 13.799/19 de incentivo fiscal da SUDENE para reinvestimento e modernização e R\$ 1.324, referente a pagamentos realizados a superficiários com pendências de regularização documental para recebimento do valor.

(c) Garantia referente ao pagamento dos juros de debêntures da Enauta Participações depositada em conta vinculada.

4 . Contas a receber de terceiros

	Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Petróleo Bruto	100.205	131.628
Derivados de petróleo	89.554	268.014
Gás	80.889	95.126
Prestação de serviços	20.638	27.254
Total	291.286	522.022
Total mercado interno	209.788	305.814
Total mercado externo	81.498	216.208

A Administração avalia que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo. Em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 não existiam valores relevantes vencidos no contas a receber e a Administração avaliou a perda esperada e definiu que qualquer constituição de provisão para perdas de crédito esperada seria imaterial. Em 30 de setembro de 2024 o prazo médio de recebimento das contas a receber de terceiros é de 10 dias (em 31 de dezembro de 2023 o prazo médio de recebimento era de 29 dias).

5. Créditos com parceiros

	Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Créditos a receber – NTE (a)	315.770	-
Créditos a receber – Westlawn (b)	22.443	-
Total	338.213	-

a) Em 30 de setembro de 2024, o saldo de R\$ 315.770 refere-se a valores a receber da Nova Técnica decorrente da sua participação de 37,5% no Campo de Papa Terra o qual encontra-se em disputa.

(b) O saldo R\$ 22.443 refere-se a valores a receber da Westlawn decorrente da sua participação de 20% do campo de Atlanta iniciada em 26 de setembro de 2024 conforme nota explicativa 1.

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a possuir 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora detém 100% de participação no Polo Peroa e 62,5% do Polo Papa Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda (“NTE”), o qual encontra-se em disputa, conforme descrito abaixo.

Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa Terra por meio do Joint Operating Agreement (“JOA”), a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela Nova Técnica no consórcio (forfeiture). Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Janeiro, do qual foi proferida decisão liminar em 1ª instância, e posteriormente modulada em 2ª instância que, dentre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão compulsória perante a ANP, embora tenha vedado o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo de Papa Terra, desde que estas tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, e desde que a Companhia não se reporte como única detentora de participação no Campo de Papa Terra, devendo incluir ressalva sobre o litígio existente entre 3R Offshore e NTE, até que a questão venha a ser apreciada pelo Tribunal Arbitral a ser constituído no âmbito da Arbitragem, e (iii) determinou que seja mantida conta bancária para depósito da receita de produção originalmente cabível à NTE (37,5%), após o abatimento das despesas proporcionais à referida participação, até que o tema seja apreciado pelo Tribunal Arbitral.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de junho de 2024, a partir do exercício do forfeiture, a Companhia passou a reter 37,5% da produção do ativo e considerá-la nos seus resultados, bem como os gastos decorrentes desta parcela, sem alterar, no entanto, a sua participação de 62,5% sobre os direitos de concessão no campo de Papa-Terra registrados no Balanço Patrimonial da Companhia.

Considerando a decisão de 2ª instância, proferida em 16 de agosto de 2024, que reformou parcialmente a decisão de 1º grau no sentido da manutenção do status quo contratual até a análise pelo Tribunal Arbitral, a Companhia passou a mensurar, nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Polo de Papa-Terra nas linhas de resultados. Dessa forma, as receitas e gastos referentes a 37,5% da participação detida pela NTE foram registradas na conta de créditos com parceiros. Conforme nota explicativa 5, em 30 de setembro de 2024, o saldo de crédito com parceiros, em favor da Companhia, referente à dívida da NTE, é de R\$ 315.770.

A participação de 37,5% da NTE nas receitas e gastos do Campo de Papa-Terra (referente à parcela da NTE, em disputa) até 30 de junho de 2024, foi reconhecida nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, sendo R\$ 20.917 no resultado e R\$ 49.972 líquido entre ativos e passivos no balanço patrimonial.

6 . Adiantamentos

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Adiantamentos a fornecedores (a)	440	1.544	81.316	58.578
Outros adiantamentos	14	-	14	-
	454	1.544	81.330	58.578

(a) Refere-se principalmente à adiantamentos para viabilização de serviços necessários na operação do Polo Papa-Terra, pertencente à 3R Offshore, no valor de R\$ 30.629 em 30 de setembro de 2024 (R\$ 42.294 em 31 de dezembro de 2023), no Polo Potiguar, pertencente à 3R Potiguar no valor de R\$ 26.184 em 30 de setembro de 2024 (R\$ 11.431 em 31 de dezembro de 2023) nos Campos de Pescada e Arabaiana, pertencentes à 3R Pescada no valor de R\$ 13.238 em 30 de setembro de 2024 (em 31 de dezembro de 2023 3R Pescada não possuía saldo).

7 . Estoques

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Óleo bruto de petróleo (a)	-	-	123.133	145.161
Derivados de petróleo (b)	-	-	385.449	353.337
Material de uso e consumo (c)	-	-	475.280	316.321
	-	-	983.862	814.819

(a) Refere-se ao estoque de petróleo relativo a 62,5% da produção do campo Papa-Terra no valor de R\$ 79.526 (R\$ 104.231 em 31 de dezembro de 2023), em 3R Potiguar no valor de R\$ 38.104 (R\$ 40.930 em 31 de dezembro de 2023) e em Atlanta o valor de R\$ 5.503. Conforme descrito nas notas explicativas 1 e 5, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (forfeiture), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

procedimento de arbitragem questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro.

(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.

8 . Créditos a receber – Yinson

Refere-se à venda do FPSO Atlanta para a Yinson Bouvardia Holdings Pte. Ltd. (“Yinson”) em 31 de julho de 2023 por US\$ 400 milhões (equivalente a R\$ 1.918.280 na data da transação). A venda foi estruturada através da controlada AFPS B.V. que detinha o ativo. Deste montante, US\$ 22 milhões (equivalente a R\$ 105.379 na data da transação) foram recebidos em caixa pela AFBV, US\$ 319 milhões (equivalente a R\$ 1.512.201 na data da transação) foram reconhecidos como financiamento concedido à Yinson e aproximadamente US\$ 61 milhões compensados com créditos a pagar à Yinson e outras contas a receber.

O contrato previa ainda que a Enauta Energia a Yinson pelos custos de adaptação do FPSO, em um valor estimado de aproximadamente US\$ 60 milhões. Foram feitos aportes durante o período de fevereiro a setembro de 2024 no total de US\$ 50 milhões, conforme tabela abaixo, restando US\$ 10 milhões a ser financiado no próximo trimestre.

Aporte (data)	US\$	R\$
22/02/2024	30.050	148.504
07/03/2024	6.828	33.704
04/04/2024	6.846	34.394
23/05/2024	5.289	27.211
17/06/2024	633	3.424
30/08/2024	633	3.578
Total	50.279	250.815

Esta operação tem prazo de liquidação de 15 anos e recebimentos trimestrais do valor de principal e dos juros.

	Consolidado
	30 de setembro de 2024
Incorporação de saldos da combinação de negócios	2.211.503
Créditos a receber – Yinson	3.578
Juros incorridos	21.979
Variação cambial	(84.109)
Saldo em 30 de setembro de 2024	2.152.951
Circulante	176.364
Não circulante	1.976.587

9 . Impostos a recuperar

9.1 . Imposto de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido	7.833	22	288.887	31.736
	7.833	22	288.887	31.736

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 2024.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

9.2 . Outros impostos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Imposto de renda e contribuição social a recuperar (IRRF e CSLL)	611	5.624	23.825	12.582
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	-	-	74.002	69.206
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	6	6	385.717	45.914
Outros	-	-	1.898	588
	617	5.630	485.442	128.290
Ativo circulante	611	5.624	329.932	128.162
Ativo não circulante	6	6	155.510	128

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.

Os ativos e passivos fiscais diferidos compõem-se de:

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Ativos diferidos sobre diferença temporária	-	-	1.274.585	414.605
Ativos diferidos sobre prejuízo fiscal	-	-	325.566	352.598
Total dos ativos fiscais diferidos	-	-	1.600.151	767.203
Passivos diferidos sobre diferença temporária	-	-	(1.002.216)	(228.373)
Passivo diferido sobre mais valia dos ativos nas combinações de negócios	-	-	(653.367)	(68.288)
Total dos passivos fiscais diferidos	-	-	(1.655.583)	(296.661)
Ativos fiscais diferidos, líquidos	-	-	597.935	538.830
Passivos fiscais diferidos, líquidos	-	-	(653.367)	(68.288)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	-	-	(55.432)	470.542

A expectativa de utilização do imposto diferido ativo constituído sobre prejuízo fiscal e base negativa e diferenças temporárias em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, 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	Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
2024	11.571	386.069
2025	365.242	149.020
2026	69.882	2.842
2027	87.060	899
A partir de 2028	64.180	-
	597.935	538.830

Em 30 de setembro de 2024, a Companhia e suas controladas possuem créditos fiscais a compensar com lucros tributários futuros e não contabilizados no valor de R\$ 469.242 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 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Valores reconhecidos no resultado

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Despesa com imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	-	-	(111.074)	(107.766)	(244.984)	(161.353)
Despesas do período corrente	-	-	-	-	(111.074)	(107.766)	(244.984)	(161.353)
Despesa com imposto de renda e contribuição social diferido	-	-	-	-	(267.953)	142.097	77.406	136.452
Diferenças temporárias	-	-	-	-	(243.194)	155.956	140.791	120.525
Prejuízo fiscal	-	-	-	-	(24.759)	(13.859)	(63.385)	15.927
Total do resultado com imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	(379.027)	34.331	(167.578)	(24.901)

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

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			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	718.725	(83.488)	118.457	6.219	1.090.425	(111.784)	286.035	42.939
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas vigentes	(244.367)	28.386	(40.275)	(2.114)	(370.745)	38.007	(97.252)	(14.599)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo	244.367	(28.386)	40.275	2.114	(8.282)	(3.676)	(70.326)	(10.302)
Diferenças permanentes	(200)	(24)	(213)	(255)	12.309	279	10.506	1.001
Equivalência patrimonial	302.914	(11.119)	178.720	63.717	-	-	-	-
Diferenças temporárias para as quais não foi constituído ativo fiscal diferido	(25.565)	1.170	(85.351)	(925)	(30.755)	1.169	(90.542)	(925)
Constituição IR/CS diferidos anos anteriores	-	-	-	-	-	-	-	8.514
Prejuízo fiscal do período para o qual não foi constituído ativo diferido	(32.782)	(18.413)	(52.881)	(60.423)	(73.026)	(29.434)	(162.772)	(78.452)
Lucro da exploração (a)	-	-	-	-	39.195	24.310	126.662	59.560
Ajuste entre alíquota Brasil x Holanda	-	-	-	-	29.222	-	29.222	-
TBU	-	-	-	-	(34.029)	-	(34.029)	-
Diferença CIT AFBV	-	-	-	-	3.862	-	3.862	-
Diferença de Combinação de Negócios	-	-	-	-	48.703	-	48.703	-
Outros	-	-	-	-	(3.763)	-	(1.938)	-
Imposto de renda e contribuição social no período	-	-	-	-	(379.027)	34.331	(167.578)	(24.901)
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(111.074)	(107.766)	(244.984)	(161.353)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	(267.953)	142.097	77.406	136.452
Alíquota efetiva (b)	0%	0%	0%	0%	35%	31%	59%	58%

(a) A apuração do imposto de renda sobre o lucro é influenciada positivamente pelo incentivo fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – (“SUDENE”), nas subsidiárias 3R Potiguar, 3R RNCE, 3R Bahia e 3R Offshore, provendo o benefício fiscal de redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

(b) Refere-se a divisão entre “Imposto de renda e contribuição social no período” pelo “Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social”.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11 . Investimentos

Composição dos investimentos:

Em 31 de dezembro de 2023, o saldo de investimentos estava composto conforme segue abaixo:

	País de operação	Controle	Participação (%)
3R Offshore	Brasil	Direto	85%
3R Pescada	Brasil	Direto	100%
3R Candeias	Brasil	Direto	100%
3R Macau	Brasil	Direto	100%
3R Rio Ventura	Brasil	Direto	100%
3R Fazenda Belém	Brasil	Direto	100%
3R Areia Branca	Brasil	Direto	100%
3R Potiguar	Brasil	Direto	100%
3R Lux	Luxemburgo	Direto	100%
3R Operações Marítimas	Brasil	Indireto	100%

Após a reorganização societária, mencionada na nota explicativa nº 1, o saldo de investimentos, em 30 de setembro de 2024, está composto conforme quadro abaixo:

	País de operação	Controle	Participação (%)
3R Offshore	Brasil	Direto	100%
3R Pescada	Brasil	Direto	100%
3R Bahia	Brasil	Direto	100%
3R RNCE	Brasil	Direto	100%
3R Potiguar	Brasil	Direto	100%
3R Lux	Luxemburgo	Direto	100%
3R Operações Offshore	Brasil	Direto	100%
Operações Marítimas	Brasil	Indireto	100%
Enauta Participações	Brasil	Direto	100%
Enauta Energia	Brasil	Indireto	100%
Enauta Petróleo e Gás	Brasil	Indireto	100%
Enauta Netherlands	Holanda	Indireto	100%
Enauta Finance B.V.	Holanda	Indireto	100%
Atlanta Field B.V.	Holanda	Indireto	100%

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação dos saldos de investimentos:

	3R Offshore	3R Pescada	3R Candeias	3R Macau	3R RV	3R FZB	3R Areia Branca	3R Potiguar	3R Lux	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2023	333.402	151.328	1.370.643	1.200.452	251.525	80.978	272.970	575.648	80.176	4.317.122
Aporte de capital	-	-	140.000	-	35.000	80.000	25.000	630.000	222.527	1.132.527
Dividendos declarados	(34.927)	(13.004)	-	(200.000)	(49.194)	-	(1.328)	(12.091)	-	(310.544)
Resultado equivalência patrimonial	113.224	21.096	3.763	370.793	76.488	(17.156)	5.893	83.714	(20.047)	637.768
Ajuste de conversão	-	(8.466)	-	-	-	-	-	-	(16.584)	(25.050)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	411.699	150.954	1.514.406	1.371.245	313.819	143.822	302.535	1.277.271	266.072	5.751.823

	3R Offshore	3R Pescada	3R Bahia	3R RNCE	3R Potiguar	3R Lux	3R Operações Offshore (a)	Enauta Participações (a)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2024	411.699	150.954	1.828.225	1.817.602	1.277.271	266.072	-	-	5.751.823
Aporte de capital	340.000	-	100.000	100.000	90.000	-	-	-	630.000
Participação relativa	691	-	-	-	-	-	-	-	691
Resultado equivalência patrimonial	(19.098)	(8.431)	80.797	329.951	(384.314)	(178.127)	(5.828)	705.824	520.774
Patrimônio líquido a valor justo na aquisição	-	-	-	-	-	-	75.896	5.780.665	5.856.561
Ajuste de conversão	-	22.686	-	-	-	22.998	-	(91.295)	(45.611)
Saldo em 30 de setembro de 2024	733.292	165.209	2.009.022	2.247.553	982.957	110.943	70.068	6.395.194	12.714.238

(a) Em decorrência da combinação de negócios, ocorrida em 1º de agosto de 2024, os saldos referentes à equivalência patrimonial são relativos aos resultados das investidas nos períodos de agosto e setembro de 2024.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Informações financeiras resumidas das controladas:

	30 de setembro de 2024							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (i)	Resultado
3R Offshore	100%	816.650	1.804.650	834.538	1.053.472	733.290	-	(18.407)
3R Pescada	100%	68.837	172.273	23.306	52.597	165.207	-	(8.431)
3R Bahia	100%	248.423	2.476.772	233.527	482.646	2.009.022	-	80.797
3R RNCE	100%	648.485	2.274.458	329.407	469.254	2.124.282	123.272	329.951
3R Potiguar	100%	1.439.147	8.682.466	1.427.100	7.711.556	982.957	-	(384.314)
3R Lux	100%	79.936	2.724.050	40.820	2.652.222	110.944	-	(178.127)
3R Operações Offshore	100%	15	70.051	-	-	70.066	-	(5.828)
Enauta Participações	100%	272.692	9.380.332	230.470	4.768.364	4.654.190	1.741.007	705.824
		3.574.185	27.585.052	3.119.168	17.190.111	10.849.958	1.864.279	521.465

	31 de dezembro de 2023							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (i)	Resultado
3R Offshore	85%	648.583	1.300.117	691.758	845.244	411.699	-	113.224
3R Pescada	100%	35.411	183.940	12.016	56.381	150.954	-	21.096
3R Candeias	100%	141.218	1.565.424	102.088	90.148	1.514.406	-	3.763
3R Macau	100%	471.039	1.457.618	356.067	201.345	1.371.245	-	370.793
3R RV	100%	134.745	759.446	392.107	188.265	313.819	-	76.488
3R FZB	100%	44.650	208.992	24.333	85.487	143.822	-	(17.156)
3R Areia Branca	100%	52.796	184.316	49.479	17.659	169.974	132.561	5.893
3R Potiguar	100%	1.227.082	7.958.670	1.359.309	6.549.172	1.264.238	-	110.596
3R Lux	100%	150.433	2.440.641	21.912	2.303.090	266.072	-	(20.047)
		2.905.957	16.059.164	3.009.069	10.336.791	5.606.229	132.561	664.650

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais ITR
- 30 de setembro de 2024**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(i) Refere-se à mais valia dos ativos fixos adquiridos na aquisição da 3R Areia Branca (atual 3R RNCE) e Enauta Participações, a qual impacta 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 2023	143.442
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(16.488)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	5.607
Saldo em 31 de dezembro de 2023	132.561
Mais valia do imobilizado e intangível na combinação de negócios	2.348.837
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(32.043)
(-) Impacto no imposto diferido sobre os ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(585.076)
Saldo em 30 de setembro de 2024	1.864.279

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

12 . Imobilizado

Controladora

	Vida Útil (anos)	Saldos em 1º de janeiro de 2023	Adição	Baixa	Transferência	Saldo em 31 de dezembro de 2023	Adição	Baixa	Transferência	Saldo em 30 de setembro de 2024
Custo										
Máquinas e Equipamentos	8 - 30	-	25	-	-	25	-	-	-	25
Imobilizados administrativo	10 -20	8.587	1.257	(4)	117	9.957	2.904	(6)	-	12.855
Instalações	15 - 25	9.483	1.100	-	264	10.847	20	-	556	11.423
Imobilizado em andamento	-	1.138	1.414	-	(381)	2.171	4.217	-	(1.515)	4.873
		19.208	3.796	(4)	-	23.000	7.141	(6)	(959)	29.176
Depreciação										
Imobilizados administrativo		(1.192)	(1.526)	-	-	(2.718)	(1.392)	2	-	(4.108)
Máquinas e Equipamentos		-	(1)	-	-	(1)	(2)	-	-	(3)
Instalações		(155)	(295)	-	-	(450)	(277)	-	-	(727)
		(1.347)	(1.822)	-	-	(3.169)	(1.671)	2	-	(4.838)
Total		17.861	1.974	(4)	-	19.831	5.470	(4)	(959)	24.338

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2023	Adição	Baixa	Constituição ARO	Impairment	Transferência	Mais Valia	Ajuste de ARO	Ajuste de conversão	Em 31 de dezembro de 2023	Efeitos da combinação de negócios	Adição	Baixa	Transferência	Mais Valia	Ajuste ARO	Ajuste de Conversão	Em 30 de setembro de 2024
Custo																			
Instalações	15 - 25	51.088	439.939	-	-	-	34.620	-	-	-	525.647	12.029	6.336	-	144.297	6.258	-	-	694.567
Máquinas e equipamentos	15 - 30	400.062	1.471.099	(292)	-	-	233.273	-	-	(16)	2.104.126	26.372	26.825	(1)	283.340	-	-	(993)	2.439.669
Imobilizados administrativo	10 - 20	30.669	141.103	(7)	-	-	15.486	-	-	74	187.325	9.120	11.815	(6)	12.925	546	-	44	221.769
Poços	UOP	730.775	789.937	(2.285)	-	-	32.025	-	-	(59.709)	1.490.743	1.465.736	12.333	(216.771)	479.018	645.886	-	52.443	3.929.388
Plataformas	UOP	252.364	40.048	-	-	-	(11.944)	-	-	-	280.468	798.359	171.970	(3)	(21.910)	218.548	-	-	1.447.432
Facilities	UOP	569.733	2.893	-	-	-	(16.775)	-	-	(13.369)	542.482	167.125	-	(33.425)	(98)	17.246	-	44.873	738.203
Veículos	5	1.225	775	(320)	-	-	-	-	-	-	1.680	-	1.028	-	-	-	-	-	2.708
Terreno	-	16.908	-	-	-	-	-	-	-	-	16.908	174	1.109	-	-	912	-	-	19.103
Desmobilização do campo	UOP	1.002.100	-	-	1.245.552	-	-	-	(1.074.497)	(1.870)	1.171.285	443.136	-	-	-	-	(52.924)	5.664	1.567.161
Imobilizado em andamento	-	242.911	1.247.573	-	-	(42.752)	(288.374)	-	-	3.399	1.162.757	3.821.211	1.742.987	(818.611)	(900.472)	-	-	1.249	5.009.121
		3.297.835	4.133.367	(2.904)	1.245.552	(42.752)	(1.689)	-	(1.074.497)	(71.491)	7.483.421	6.743.262	1.974.403	(1.068.817)	(2.900)	889.396	(52.924)	103.280	16.069.121
Depreciação																			
Instalações		(2.347)	(11.284)	-	-	-	-	(59)	-	(10)	(13.700)	(7.673)	(15.830)	-	-	(148)	-	-	(37.351)
Máquinas e equipamentos		(31.684)	(82.158)	22	-	-	-	(1.534)	-	(67)	(115.421)	(5.140)	(88.418)	1	-	(1.151)	-	194	(209.935)
Imobilizados administrativo		(8.847)	(5.377)	-	-	-	-	(30)	-	91	(14.163)	(7.094)	(8.345)	2	-	(44)	-	(9)	(29.653)
Poços		(447.790)	(36.161)	2.421	-	-	-	-	-	40.718	(440.812)	(1.261.088)	(120.215)	264.509	-	(5.676)	-	(45.141)	(1.608.423)
Plataformas		(6.886)	(63.915)	-	-	-	-	-	-	-	(70.801)	(777.367)	(25.779)	3	-	(1.050)	-	-	(874.994)
Facilities		(440.587)	(5.941)	-	-	-	-	-	-	12.969	(433.559)	(157.803)	(3.782)	32.019	-	(152)	-	(37.384)	(600.661)
Veículos		(973)	(164)	319	-	-	-	-	-	-	(818)	-	(203)	-	-	-	-	-	(1.021)
Desmobilização do campo		(130.650)	(116.230)	-	-	-	-	-	-	1.828	(245.052)	(389.423)	(71.828)	4.995	-	-	-	(5.633)	(706.941)
		(1.069.764)	(321.230)	2.762	-	-	-	(1.623)	-	55.529	(1.334.326)	(2.605.588)	(334.400)	301.529	-	(8.221)	-	(87.973)	(4.068.979)
Total		2.228.071	3.812.137	(142)	1.245.552	(42.752)	(1.689)	(1.623)	(1.074.497)	(15.962)	6.149.095	4.137.674	1.640.003	(767.288)	(2.900)	881.175	(52.924)	15.307	12.000.142

No início das operações do Polo Potiguar em 08 de junho de 2023, a Petrobras transferiu instalações e equipamentos no valor de R\$ 2.573.511 que fazem parte do custo de aquisição deste ativo, compreendendo majoritariamente R\$ 1.401.626 em máquinas e equipamentos, R\$ 620.535 em poços, R\$ 430.865 em instalações e R\$ 115.510 em Imobilizado Administrativo.

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia reavaliou os seus investimentos em CAPEX no campo Camarão e, considerando que a Companhia está focada na consolidação dos ativos em produção, a Administração identificou a necessidade de provisão de impairment no valor de R\$ 42.752 no encerramento do referido exercício. Para as demais entidades, a Administração da Companhia não identificou indícios que levassem necessidade de realização de teste de impairment em 31 de dezembro de 2023.

As adições ao imobilizado compreendidas durante o ano de 2024, na linha de imobilizados em andamento, são referentes ao sistema definitivo de Atlanta no valor de R\$ 255.427, campanha de perfuração de poços no valor de R\$ 260.385, almoxarifado de materiais a aplicar na revitalização de poços no valor de R\$ 134.738, revitalização das condições

operacionais do campo, plataforma e polo industrial no valor de R\$ 450.930, *workover* no valor de R\$ 338.980 e construção de uma planta de processamento de água (debottlenecking) e facilites para reativação de poços no valor de R\$ 302.527.

Efeitos da combinação de negócios - incorporação de ativos da Enauta Participações e subsidiárias

Em 01 de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de combinação de negócios com a Enauta Participações. Os ativos imobilizado líquidos que constavam no balanço da Enauta Participações e suas subsidiárias na data da aquisição totalizavam R\$ 4.137.674, sendo o valor de aquisição dos ativos imobilizados em R\$ 6.743.262, acompanhados da depreciação acumulada no valor de R\$ 2.605.588. O valor justo dos ativos imobilizados que foram apurados na data em que a combinação de negócios ocorreu, gerou uma mais valia de R\$ 889.396.

Avaliação de impairment

Em 30 de setembro de 2024, a Administração da Companhia não identificou indícios que levassem necessidade de realização de teste de impairment.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

13 . Intangível

Controladora

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2023	Adição	Em 31 de dezembro de 2023	Adição	Transferências	Em 30 de setembro de 2024
Custo							
Cessão de direitos	-	777	-	777	-	-	777
Software e licenças	5	9.301	13.652	22.953	12.707	959	36.619
Marcas e Patentes	5	258	-	258	-	-	258
		10.336	13.652	23.988	12.707	959	37.654
Amortização							
Software e licenças		(281)	(3.089)	(3.370)	(4.184)	-	(7.554)
Marcas e Patentes		(255)	-	(255)	(3)	-	(258)
		(536)	(3.089)	(3.625)	(4.187)	-	(7.812)
Total		9.800	10.563	20.363	8.520	959	29.842

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2023	Adição	Baixa	Transferências	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2023	Efeitos da combinação de negócios	Adição	Baixa	Transferências	Mais Valia	Em 30 de setembro de 2024
Custo													
Cessão de direitos	UOP	3.264.571	4.298.383	(160)	-	-	7.562.794	896.461	3.700	(230.604)	-	1.373.878	9.606.229
Software e licenças	5	14.297	52.424	-	1.689	-	68.410	12.762	29.436	(53)	2.900	-	113.455
Marcas e patentes	5	260	-	-	-	-	260	-	-	-	-	-	260
		3.279.128	4.350.807	(160)	1.689	-	7.631.464	909.223	33.136	(230.657)	2.900	1.373.878	9.719.944
Amortização													
Cessão de direitos		(280.647)	(305.628)	160	-	(14.866)	(600.981)	(107.718)	(363.656)	22.542	-	(23.822)	(1.073.635)
Software e licenças		(710)	(8.028)	-	-	-	(8.738)	(11.032)	(12.900)	31	-	-	(32.639)
Marcas e patentes		(255)	-	-	-	-	(255)	-	(6)	-	-	-	(261)
		(281.612)	(313.656)	160	-	(14.866)	(609.974)	(118.750)	(376.562)	22.573	-	(23.822)	(1.106.535)
Total		2.997.516	4.037.151	-	1.689	(14.866)	7.021.490	790.473	(343.426)	(208.084)	2.900	1.350.056	8.613.409

Em 08 de junho de 2023 a 3R Potiguar concluiu a transferência da participação de 100% dos direitos da concessão sobre o campo de produção do Polo Potiguar da Petrobras, após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP. O valor da transação considerando os ajustes e os pagamentos diferidos foram de US\$ 1,5 bilhões (R\$ 7.233.827), divididos em (i) US\$ 110 milhões (R\$ 591.948), pagos na assinatura do contrato de aquisição, em janeiro de 2022; (ii) US\$ 1,1 bilhão (R\$ 5.407.889) referente a parcela final do *closing consideration*, já considerando os ajustes previstos em contrato e (iii) US\$ 251 milhões (R\$ 1.233.990), divididos em 4 parcelas anuais de US\$ 62,8 milhões, já descontado do ajuste a valor presente no valor de R\$ 112.258, tendo sido a primeira parcela liquidada em abril de 2024. Foram identificados instalações e equipamentos no valor de R\$ 2.573.511, que foram classificados como ativo imobilizado, conforme nota explicativa 11, o estoque de petróleo e derivados de petróleo contidos na refinaria Clara Camarão no valor de R\$ 162.321 e R\$ 153.659 referente ao inventário de materiais e equipamentos que foram transferidos à 3R Potiguar nesta data. Sendo assim, o valor registrado no ativo intangível foi de R\$ 4.232.129. O valor total da transação registrado em 2023 foi de R\$ 7.121.569.

Efeitos da combinação de negócios - incorporação de ativos da Enauta Participações e subsidiárias

Em 01 de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de combinação de negócios com a Enauta Participações. Os ativos intangíveis líquidos que constavam no balanço da Enauta Participações e suas subsidiárias na data da aquisição totalizavam R\$ 790.437, sendo o valor de aquisição dos ativos intangível em R\$ 909.223, acompanhados da amortização acumulada no valor de R\$ 118.750. O valor justo dos ativos intangíveis que foram apurados na data em que a combinação de negócios ocorreu, gerou uma mais valia de R\$ 1.373.878.

Avaliação de impairment

Em setembro de 2024 e dezembro de 2023 a Administração não identificou indícios de perda de valor recuperável dos intangíveis da Companhia e suas controladas.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

14 . Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Fornecedor nacional	12.615	10.400	1.591.842	1.115.497
Fornecedor estrangeiro	513	3.427	1.101.912	199.717
Total	13.128	13.827	2.693.754	1.315.214
Circulante	13.128	13.827	1.989.496	1.315.214
Não circulante	-	-	704.258	-

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 à compra de bombas para serem utilizadas no sistema definitivo de produção de Atlanta pertencente à Enauta Energia.

15 . Empréstimos e financiamentos

Composição:

	Controladora			
	30/09/2024	31/12/2023	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco CEF (c)	35.427	51.541	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CCB - 2023 (e)	31.664	62.108	DI + 1,80% a.a.	Out/2024
Banco CCB - 2024 (f)	103.619	-	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Moeda estrangeira				
Banco Safra (a)	103.760	-	6,72% a.a.	Jun/2026
Total bruto	274.470	113.649		
Custo de captação				
Total líquido	274.470	113.649		
Circulante	98.053	96.982		
Não circulante	176.417	16.667		
	Consolidado			
	30/09/2024	31/12/2023	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco BNB (b)	37.090	37.056	IPCA + 5,29% a.a.	Jun/2030
Banco CEF - 3R OG (c)	35.427	51.541	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CEF - 3R Offshore (d)	102.273	102.387	DI + 2,42%	Jul/2026
Banco CCB - 2023 (e)	31.664	62.108	DI + 1,80% a.a.	Out/2024
Banco CCB - 2024 (f)	103.619	-	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Banco ABC(i)	106.150	-	DI + 2,96% a.a.	Abr/2026
Banco HSBC (j)	210.442	-	DI + 2,40% a.a.	Abr/2026
Banco BMG - Enauta Energia (k)	50.000	-	DI + 5% a.a.	Dez/2025
Moeda estrangeira				
Banco Safra (a)	103.760	-	6,72% a.a.	Jun/2026
UMB (pool bancos) (g)	-	2.324.967	SOFR + 6,25% a.a.	Fev/2027
Bond Notes (h)	2.764.867	-	9,75% a.a.	Fev/2031
Banco ABC (l)	102.470	-	8,39% a.a.	Ago/2025
Banco BTG Pactual (n)	165.945	-	SOFR + 4,35% a.a.	Set/2025
Banco XP (m)	89.549	-	8,90% a.a.	Jan/2025
Total bruto	3.903.256	2.578.059		
Custo de captação	(77.797)	-		
Total líquido	3.825.459	2.578.059		
Circulante	567.680	239.428		
Não circulante	3.257.779	2.338.631		

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 1 de janeiro de 2023	-	108.223
(+) Captação de empréstimos	110.000	2.708.737
(-) Liquidação de principal	-	(99.830)
(-) Juros pagos	(8.277)	(168.038)
(+) Juros incorridos	11.926	189.141
(+) Juros capitalizados	-	1.677
(-) Custo de transação	-	(147.884)
(+) Custo de transação apropriados	-	21.723
(+/-) Variação cambial	-	80.054
(+/-) Ajuste de conversão	-	(115.744)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	113.649	2.578.059
(+) Incorporação de saldos da combinação de negócios	-	844.581
(+) Captação de empréstimos	200.000	2.984.350
(-) Liquidação de principal	(46.667)	(2.939.624)
(-) Juros pagos	(7.349)	(219.808)
(+) Juros incorridos	13.479	243.459
(+) Juros capitalizados	-	2.431
(-) Custo de transação	-	(80.230)
(+) Custo de transação apropriados	-	127.074
(+/-) Variação cambial	1.358	(28.813)
(+/-) Ajuste de conversão	-	313.980
Saldo em 30 de setembro de 2024	274.470	3.825.459

(a) Empréstimos adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco Safra no montante de US\$ 18.615 (R\$ 100.000). O principal da dívida deverá ser pago em uma prestação até 8 de junho de 2026. Os juros serão pagos em 4 parcelas semestrais, sendo a primeira em 16 de dezembro de 2024 e a última em 8 de junho de 2026.

(b) Empréstimo captado em setembro de 2023 pela controlada 3R Macau (após reestruturação societária, este empréstimo passou a ser da 3R RNCE), 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 deverão ser 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.

(c) Empréstimo captado em abril de 2023, junto ao Banco CEF pela Companhia no montante de R\$ 50.000. O pagamento do principal da dívida foi dividido em 3 parcelas, sendo a primeira paga em 8 de abril de 2024, a segunda a ser paga em 10 de outubro de 2024 e a terceira em 10 de abril de 2025. De acordo com o contrato, o pagamento dos juros foi acordado em 5 parcelas, sendo a última em 10 de abril de 2025.

(d) 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 será realizado em 3 parcelas, sendo a primeira em 26 de julho de 2025 e a última em 26 de julho de 2027. O pagamento dos juros será feito de forma trimestral, sendo o último pagamento previsto para ocorrer em 26 de julho de 2026.

(e) Empréstimo captado pela Companhia em abril 2023 junto ao Banco CCB no montante de R\$ 60.000,00. A liquidação da dívida foi estabelecida em 3 parcelas, sendo a primeira paga em 17 de outubro de 2023, referente a encargos, a segunda paga em 17 de abril de 2024, referente a encargos e principal (R\$ 30.000) e a terceira a pagar em 18 de outubro de 2024, referente a encargos e principal (R\$ 30.000).

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

(g) Empréstimo adquirido pela 3R Lux em 2023 e com vencimento em fevereiro de 2027 no valor de US\$ 500 milhões (R\$ 2.461.800) com juros de SOFR +6,25% a.a, com objetivo de capitalizar recursos financeiros para o pagamento das obrigações assumidas com o closing do Polo Potiguar. Esse empréstimo foi liquidado mediante precificação de Notes em fevereiro de 2024, conforme nota (h) abaixo.

(h) Refere-se à precificação de oferta de *senior secured notes* 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 fevereiro de 2031 e

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

amortização de juros semestrais. Esta captação possui a finalidade de pré-pagamento do empréstimo detido pela 3R Lux, conforme nota (g) acima. 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. Os fluxos de caixa referentes a juros pagos são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento.

(i) Empréstimos adquirido pela 3R Offshore em abril de 2024 junto ao Banco ABC no montante de R\$ 100.000. Conforme contrato, o pagamento dos juros foi estabelecido em 4 parcelas semestrais, sendo a primeira a pagar em 16 de outubro de 2024 e a última em 16 de abril de 2026. O pagamento do principal será realizado em parcela única em 16 de abril de 2026.

(j) Empréstimos adquirido pela 3R Potiguar em abril de 2024 junto ao Banco HSBC no montante de R\$ 200.000. A liquidação do principal e dos juros remuneratórios será realizada em parcela única em 20 de abril de 2026.

(k) Empréstimo captado pela Enauta Energia em dezembro de 2023 junto ao Banco BMG, no valor de R\$ 50.000. O principal da dívida deverá ser pago em 3 prestações iguais, sendo a primeira parcela em 27 de dezembro de 2024, a segunda em 30 de junho de 2025 e a terceira parcela em 29 de dezembro de 2025. Os juros deverão ser pagos mensalmente até 29 de dezembro de 2025.

(l) Empréstimo contratado pela controlada Enauta Energia em março de 2024 junto ao Banco ABC no valor de US\$ 19.000 (equivalente a R\$ 94.656). O principal deverá ser pago em 1 parcela, acrescido de juros no dia 19 de agosto de 2025. Os juros serão pagos em 3 parcelas, tendo a primeira sido paga em 26 de agosto de 2024, a segunda a ser paga em 20 de fevereiro de 2025 e a última em 10 de janeiro de 2025.

(m) Empréstimo adquirido em janeiro de 2024 pela Enauta Energia junto ao Banco XP no valor de US\$ 15.451 (equivalente a R\$ 75.000). O principal deverá ser pago em 1 parcela, acrescido de juros em 10 de janeiro de 2025.

(n) Empréstimo captado pela Enauta Energia em março de 2024 junto ao Banco BTG Pactual no valor de US\$ 30.000 (equivalentes a R\$ 149.400). O principal deverá ser pago em 1 parcela no dia 15 de setembro de 2025. Os juros serão pagos em 6 parcelas trimestrais, sendo a primeira em 14 de junho de 2024 e a última em 15 de setembro de 2025.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

16 . Debêntures

	Controladora		3R RNCE		3R Potiguar		Enauta Participações (a)		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Saldo inicial	1.879.392	900.585	20.960	42.734	4.783.756	-	-	-	6.684.108	943.319
Incorporação de saldos da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	5.364.309	-	5.364.309	-
Emissão de Debêntures	900.000	1.000.000	-	-	-	5.107.850	-	-	900.000	6.107.850
Custos de transação	(13.924)	(42.882)	-	-	-	(116.590)	-	-	(13.924)	(159.472)
Custos de transação apropriados	15.780	7.139	-	-	19.353	15.327	14.208	-	49.341	22.466
Juros apropriados	161.844	151.792	96	2.249	347.753	345.012	16.436	-	526.129	499.053
Juros apropriados - Swap	194.974	-	-	-	-	-	(44.401)	-	150.573	-
Juros capitalizados	-	-	-	-	-	-	92.140	-	92.140	-
Juros pagos	(133.342)	(142.107)	(220)	(2.549)	(365.877)	(299.438)	(72.246)	-	(571.685)	(444.094)
Liquidação Principal	(900.000)	-	(18.631)	(22.943)	-	-	-	-	(918.631)	(22.943)
Atualização monetária	35.238	4.865	(2.182)	1.144	633.502	(82.300)	-	-	666.558	(76.291)
Variação cambial paga	-	-	(23)	(196)	-	(184.687)	-	-	(23)	(184.883)
Variação cambial incorrida	-	-	-	521	2.615	(1.418)	-	-	2.615	(897)
	2.139.962	1.879.392	-	20.960	5.421.102	4.783.756	5.370.446	-	12.931.510	6.684.108
Passivo circulante	57.319	535.840							244.995	721.925
Passivo não circulante	2.082.643	1.343.552							12.686.515	5.962.183

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) O saldo de incorporação decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações contempla R\$ 422.989 de custos de transação.

Debêntures na controlada 3R Areia Branca (atualmente denominada 3R RNCE)

Emissão de debêntures, de acordo com a Escritura da Primeira Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com Garantia Real, em Série Única com as seguintes características (“Debêntures BTG Areia Branca”):

Debenturista – BTG Pactual Serviços Financeiros S.A.

Valor total da emissão - R\$ 47.124

Quantidade – 1

Valor unitário – R\$ 47.123.700 (quarenta e sete milhões, cento e vinte e três mil e setecentos reais) na data da emissão

Emissão – 21 de setembro de 2021

Vencimento – 01 de novembro de 2024

Pagamento de juros – Trimestral

Garantia – alienação fiduciária da totalidade das ações e penhor de direitos decorrentes de contratos de concessão

Amortização Antecipada – a qualquer momento a empresa pode amortizar o valor em aberto de maneira total ou parcial

Remuneração - O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. Os juros sobre o valor nominal atualizado serão cobrados a uma taxa de 8,5% (oito inteiros e meio por cento) ao ano, resultando em uma taxa efetiva de 8,81% (oito inteiros e oitenta e um por cento) ao ano.

A Companhia efetuou a liquidação antecipada da Debênture citada acima em janeiro de 2024.

Debêntures na Controladora 3R OG

Emissão de debêntures, de acordo com a 2ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características (“Debêntures 3R OG”):

Debenturista – Banco Itaú BBA S.A.

Valor total da emissão - R\$ 900.000

Quantidade – 900.000

Valor unitário – R\$ 1.000 (Um mil reais) na data da emissão

Emissão – 16 de agosto de 2022

Vencimento – 15 de agosto de 2025

Pagamento de juros – Trimestral

Garantia – Garantia firme concedida pelas instituições financeiras coordenadores da operação financeira.

Amortização Antecipada – a partir do 18º (décimo oitavo) mês (inclusive) contado da Data de Emissão observados os termos e condições estabelecidos na Escritura de Emissão, realizar a amortização extraordinária facultativa parcial das Debêntures.

Remuneração - A taxa juros correspondentes à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias do DI de um dia, “over extra-grupo”, expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 (“Taxa DI”), acrescida de *spread* (sobretaxa) de 3,00% (três inteiros por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis (“Remuneração”).

A Companhia efetuou a liquidação antecipada da Debênture citada acima em fevereiro de 2024.

Debêntures BTG - Potiguar

Emissão de debêntures, de acordo com a 4ª emissão de debêntures conversível em ações, da espécie com garantia real, com garantia fidejussória adicional, em série única., com as seguintes características (“Debêntures BTG - Potiguar”):

Debenturista – Banco BTG Pactual S.A.

Valor total da emissão - R\$ 2.646.050

Quantidade – 200

Valor unitário – R\$ 13.230.250 (Treze milhões, duzentos e trinta mil e duzentos e cinquenta reais) na data da emissão

Emissão – 27 de março de 2023

Vencimento – 20 de outubro de 2027

Pagamento de juros – Trimestral

Garantia – Recebíveis no âmbito de certos contratos off-take de petróleo bruto e/ou gás, ações de certas subsidiárias da Companhia e direitos emergentes de concessões de certas subsidiárias da Companhia.

Amortização Antecipada – A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que a partir de 7 de junho de 2025, realizar a amortização extraordinária das Debêntures, mediante pagamento de parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido (i) da Remuneração aplicável, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, inclusive, até a data do efetivo pagamento, exclusive; e (ii) prêmio de amortização antecipada equivalente a 1,25% (um inteiro e vinte e cinco centésimos por cento)

ao ano, incidente sobre a parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado objeto da Amortização Extraordinária Facultativa, multiplicado pelo prazo remanescente das Debêntures, contado na base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos entre a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo e a Data de Vencimento das Debêntures.

Remuneração - O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. A taxa juros remuneratórios prefixados equivalentes à 11,1075% (onze vírgula mil e setenta e cinco por cento) ao ano, base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, calculado de forma linear e cumulativa *pro rata temporis* por dias corridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado desde a Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração, imediatamente anterior, inclusive, conforme o caso, até a respectiva data de pagamento, exclusive.

Debêntures Santander - Potiguar

Emissão de debêntures, de acordo com a 5ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("Debêntures Santander - Potiguar"):

Debenturista – Banco Santander S.A.

Valor total da emissão - R\$ 2.461.800

Quantidade – 24.618.000

Valor unitário – R\$ 100 (cem reais) na data da emissão

Emissão – 26 de maio de 2023

Vencimento – 26 de maio de 2028

Pagamento de juros – Bimestral, trimestral e quadrimestre

Amortização Antecipada – A Emissora poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer momento, realizar a amortização extraordinária das Debêntures (Amortização Extraordinária Facultativa), mediante pagamento (i) de parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido (ii) da Remuneração aplicável, calculada *pro rata temporis* desde a primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, inclusive, até a data do efetivo pagamento, exclusive, (iii) dos demais encargos devidos e não pagos até a data da Amortização Extraordinária Facultativa, caso existentes, e, (iv) caso a Amortização Extraordinária Facultativa não seja realizada nas datas e nas parcelas previstas em contrato, do Prêmio incidente sobre os montantes indicados nas alíneas (i) e (ii) acima.

Remuneração - O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. A taxa juros remuneratórios prefixados entre 9,80% a.a. e 10,51% a.a., base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, calculado de forma linear e cumulativa *pro rata temporis* por dias corridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado desde a primeira Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, inclusive, conforme o caso, até a respectiva data de pagamento, exclusive. A Remuneração será calculada e paga na forma prevista na Escritura de Emissão.

Debêntures na Controladora 3R OG (Infraestrutura)

Emissão de debêntures de infraestrutura, de acordo com a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("Debêntures 3R OG"):

Agente fiduciário – Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Debenturistas: Investidores profissionais, conforme Resolução CVM 160 e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30.

Valor total da emissão - R\$ 1.000.000

Quantidade – 1.000.000

Valor unitário – R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão

Emissão – 15 de outubro de 2023

Vencimento – 15 de outubro de 2033

Pagamento de juros – Semestral

Amortização Antecipada – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.

Remuneração - Sobre o valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,4166% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (exclusive).

Swap - Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,95% a.a.

Debêntures na Controladora 3R OG (Institucional)

Emissão de debêntures, de acordo com a 4ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("Debêntures 3R OG 4ª Emissão"):

Agente fiduciário – Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Debenturistas: Investidores profissionais, conforme Resolução CVM 160 e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30.

Valor total da emissão – R\$ 900.000

Quantidade – 900.000

Valor unitário – R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão

Emissão – 8 de fevereiro de 2024

Vencimento – 8 de fevereiro de 2029

Pagamento de juros – Semestral

Amortização Antecipada – A emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 8 de março de 2026 (inclusive), desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar o resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.

Remuneração - Sobre o valor nominal unitário das Debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a variação acumulada de 100% das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, "over extra -grupo", expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3, acrescida de um *spread* a ser definido de acordo com o Procedimento de *Bookbuilding*, limitado a 3% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculados de forma exponencial e cumulativa *pro rata temporis* por dias úteis decorridos, desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (exclusive).

Debêntures na Enauta Participações – 1ª Emissão

Emissão de debêntures de acordo com a 1ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas Séries, da espécie com Garantia Real, com Garantia adicional Fidejussória, para Distribuição Pública com Esforços Restritos, com as seguintes características:

Agente fiduciário – Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Debenturistas: Investidores profissionais, conforme Instrução CVM 476.

Valor total da 1ª Série - R\$ 736.675 (Infraestrutura)

Valor total da 2ª Série - R\$ 663.325 (Institucional)

Quantidade total – 1.400.000

Valor unitário – R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão

Emissão – 23 de dezembro de 2023

Vencimento da 1ª Série – 15 de dezembro de 2029

Vencimento da 2ª Série – 15 de dezembro de 2027

Pagamento de juros – Semestral

Garantia – 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. Após a conclusão da incorporação das ações de emissão da Enauta Participações, a 3R OG aderiu às escrituras como garantidora fidejussória. 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.

Amortização Antecipada da 1ª Série – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade da 1ª Série das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.

Amortização Antecipada da 2ª Série – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 15 de julho de 2025, realizar o resgate facultativo total da 2ª Série das debêntures.

Remuneração da 1ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 9,8297% a.a., base 252 (duzentos e

cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

Remuneração da 2ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário das Debêntures da 2ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% das taxas médias diárias do DI – Depósito Interfinanceiro de um dia, “over extra grupo”, expressas na forma de percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3, acrescida exponencialmente de uma sobretaxa equivalente a 4,2500% ao ano.

Swap - Conversão de 76% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,89% a.a.

Debêntures na Enauta Participações – 2ª Emissão (Infraestrutura)

Emissão de debêntures de acordo com a 2ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas Séries, da espécie com Garantia Real, com Garantia adicional Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características:

Agente fiduciário – Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Debenturistas: Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30.

Valor total da 1ª Série - R\$ 103.496

Valor total da 3ª Série - R\$ 996.504

Quantidade total – 1.100.000

Valor unitário – R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão

Emissão – 29 de setembro de 2023

Vencimento da 1ª Série – 17 de setembro de 2029

Vencimento da 3ª Série – 17 de setembro de 2029

Pagamento de juros – Semestral

Garantia – 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. Após a conclusão da incorporação das ações de emissão da Enauta Participações, a 3R OG aderiu às escrituras como garantidora fidejussória. 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.

Amortização Antecipada – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.

Remuneração da 1ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 7,1149% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

Remuneração da 3ª Série - Sobre o valor nominal unitário atualizado das Debêntures da 3ª Série, incidirão juros remuneratórios prefixados, equivalentes a 13,9662% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis.

Swap - Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,50% a.a. para a 1ª série e 7,83% a.a. para a 3ª série.

Debêntures na Enauta Participações – 3ª Emissão (Infraestrutura)

Emissão de debêntures de acordo com a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em três Séries, da espécie Quirografária, com Garantia Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características:

Agente fiduciário – Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Debenturistas: Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30.

Valor total da 1ª Série - R\$ 777.978

Valor total da 2ª Série - R\$ 656.073

Valor total da 3ª Série - R\$ 665.949

Quantidade total – 2.100.000

Valor unitário – R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão

Emissão – 19 de junho de 2024

Vencimento da 1ª Série – 15 de junho de 2030

Vencimento da 2ª Série – 15 de junho de 2030

Vencimento da 3ª Série – 15 de junho de 2034

Pagamento de juros – Semestral

Garantia – fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands, Atlanta Field e 3R OG.

Amortização Antecipada – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.

Remuneração da 1ª Série - Sobre o valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,0618% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

Remuneração da 2ª Série - Sobre o valor nominal unitário das Debêntures da 2ª Série, incidirão juros remuneratórios prefixados, equivalentes a 13,5733% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis.

Remuneração da 3ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 3ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,2620% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

Swap - Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita 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.

Debêntures na Enauta Participações – 4ª Emissão (Infraestrutura)

Emissão de debêntures de acordo com a 4ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas Séries, da espécie Quirografária, com Garantia Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características:

Agente fiduciário – Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Debenturistas: Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30.

Valor total da 1ª Série - R\$ 396.000

Valor total da 2ª Série - R\$ 204.000

Quantidade total – 600.000

Valor unitário – R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão

Emissão – 24 de junho de 2024

Vencimento da 1ª Série – 15 de junho de 2030

Vencimento da 2ª Série – 15 de junho de 2034

Pagamento de juros – Semestral

Garantia – fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands, Atlanta Field e 3R OG.

Amortização Antecipada – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.

Remuneração da 1ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,0560% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

Remuneração da 2ª Série - Sobre o valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 2ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,2674% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

Swap - Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita 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.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17 . Impostos a recolher

17.1 . Imposto de renda e contribuição social a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido (IRPJ/CSSL)	-	-	261.215	29.376
	-	-	261.215	29.376

17.2 . Outros impostos a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	528	875	12.410	1.602
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	30	-	45.651	56.094
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	1.658	2.688	20.166	16.115
Instituto nacional de seguridade social (INSS)	29	57	20.494	16.219
Outros	75	219	7.239	3.684
	2.320	3.839	105.960	93.714
Circulante	2.320	3.839	96.948	93.714
Não circulante	-	-	9.012	-

18 . Valores a pagar por aquisições

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Aquisição do Polo Rio Ventura (a)	-	-	-	98.290
Aquisição de 3R Areia Branca (b)	-	35.442	-	35.442
Aquisição Polo Peroá (c)	-	-	221.137	187.702
Aquisição Polo Papa Terra (d)	-	-	441.556	400.077
Aquisição Polo Potiguar (e)	-	-	1.095.366	1.241.566
	-	35.442	1.758.059	1.963.077
Circulante	-	35.442	478.923	608.436
Não circulante	-	-	1.279.136	1.354.641

(a) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Rio Ventura, conforme contrato, US\$ 16 milhões (R\$ 96.609), a liquidação deveria ocorrer em até 30 meses após o fechamento da transação e US\$ 43,2 milhões (R\$ 255.961) deveriam ser pagos conforme previsto na cláusula de pagamentos contingentes, atrelados ao preço do Brent, caso este atinja média móvel igual ou superior a US\$ 48 e US\$ 58 por barril, respectivamente, medida ao longo de um período de 12 meses, a qualquer momento a partir da conclusão da aquisição do ativo, indexado à taxa SOFR e ao dólar norte-americano no final do período. Parte desses pagamentos contingentes vinculados ao preço do Brent foram pagos em 7 de outubro de 2022 e o valor remanescente a ser pago pela aquisição do Polo Rio Ventura em 31 de dezembro de 2023 era de R\$ 98.290, pago em 15 de janeiro de 2024.

(b) Refere-se à parcela contingente pela aquisição da 3R Areia Branca (atualmente denominada 3R RNCE). Conforme contrato, o pagamento contingente seria devido caso o preço médio diário de referência *brent* entre 02 de agosto de 2021 e 31 de dezembro de 2023 fosse superior a US\$ 55 por barril. O pagamento foi realizado de forma integral em março de 2024. O montante foi calculado tomando como base o valor de US\$ 4,66 mil para cada US\$ 0,01 por barril de *brent* médio no período pré-estabelecido que supere o *brent* mínimo, limitado a US\$ 7 milhões.

(c) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Peroá, conforme contrato firmado em 29 de janeiro de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 100% da participação da Petrobras nos campos de produção de Peroá e Cangoá e BM-ES-21 (Plano de Avaliação de Descoberta de Malombe), denominados conjuntamente Polo Peroá, localizado na Bacia do Espírito Santo, tendo como valor a ser pago de US\$ 42,5 milhões (R\$ 245.144) em pagamentos contingentes previstos em contrato, sendo: (i) US\$ 20 milhões vinculados à apresentação da declaração de comercialidade de Malombe à ANP; (ii) US\$ 12,5 milhões atrelados ao atingimento da referência *brent* US\$ 48 por barril com previsão de pagamento para agosto de 2025; e (iii) US\$ 10 milhões atrelados ao atingimento da referência *brent* US\$ 58 por barril, atualizado a taxa SOFR +4,1%. Em 30 de agosto de 2023 foi pago o montante de US\$ 10 milhões (R\$ 53.558). Em 30 de setembro de 2024, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Peroá é de R\$ 221.137.

(d) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Papa-Terra, conforme contrato firmado em 09 de julho de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 62,5% dos direitos da concessão sobre o campo de produção de Papa Terra da Petrobras, composto da FPSO (P-63) e a plataforma do tipo TLWP (P-61), denominados conjuntamente Polo Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, tendo como valor a ser pago de US\$ 90 milhões descontados da geração de caixa remanescente de 1º de julho de 2021 até a conclusão da transação, sendo considerado na data de aquisição uma expectativa de pagamento de US\$ 80,4 milhões (R\$ 436.194), atualizado a taxa SOFR +2,6% , que estão condicionados ao preço de referência do petróleo tipo Brent e à performance operacional do ativo entre a data de conclusão da transação e dezembro de 2032, dividido em 11 parcelas com vencimentos entre julho de 2023 e abril de 2027. Em 28 de julho de 2023 foi pago o montante US\$ 5,4 milhões (R\$ 28.422), sendo R\$ 1.019 através de desembolso financeiro e R\$ 27.403 através de desconto devido à geração de caixa conforme as condições precedentes do contrato firmado em julho de 2021. Em 30 de setembro de 2024, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Papa-Terra é de R\$ 441.556. Conforme descrito nas notas explicativas 1 e 5, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (forfeiture), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou procedimento de arbitragem questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro.

(e) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Potiguar, conforme contrato firmado em 31 de janeiro de 2022, na qual a 3R Potiguar adquiriu 100% da participação dos direitos da concessão sobre o conjunto de 22 campos de óleo e gás, localizado na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, tendo como valor a ser pago de US\$ 235,0 milhões (R\$ 1.154.297) atualizado a SOFR +3,6%. A conclusão da transferência dos direitos de concessão foi realizada em 08 de junho de 2023, quando o valor total atualizado a ser pago era de US\$ 251,2 milhões (R\$ 1.233.990), cujo pagamento foi firmado em 4 parcelas anuais. A primeira parcela foi paga em abril de 2024. Em 30 de setembro de 2024, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Potiguar é de R\$ 1.095.366.

19 . Outras obrigações

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Obrigações com antigo controlador (a)	43.885	41.330	47.788	44.393
Obrigações a pagar Fazenda Pinauna	-	-	15.000	15.000
Prestação de contas ao operador	-	-	22.933	1.851
Adiantamento de clientes	-	-	19.123	-
Contas a pagar a parceiros	-	-	26.143	-
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	-	-	3.059	-
Obrigações contratuais com vendas	-	-	28.873	-
Outros	2.793	1.880	19.527	14.043
	46.678	43.210	182.446	75.287
Circulante	2.793	1.880	134.408	30.894
Não circulante	43.885	41.330	48.038	44.393

(a) Pagamento contingente atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e da contribuição social pela 3R Offshore, 3R Candeias (atual 3R Bahia) e 3R OG. 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.

20 . Transações com partes relacionadas

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

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Saldos patrimoniais				
Ativo Circulante				
Debêntures (i)	189.607	458.068	-	-
Dividendos a receber (ii)	-	300.568	-	-
Contas a receber - partes relacionadas (iii)	169.844	8.971	-	-
Total do ativo circulante com partes relacionadas	359.451	767.607	-	-
Ativo Não Circulante				
Debêntures (i)	800.000	279.227	-	-
Total do ativo não circulante com partes relacionadas	800.000	279.227	-	-
Passivo Circulante				
Contas a pagar - partes relacionadas (iv)	56.788	60.000	-	-
Dividendos a pagar (vi)	-	-	-	6.164
Debêntures (v)	-	-	32.169	22.129
Total do passivo circulante com partes relacionadas	56.788	60.000	32.169	28.293
Passivo não Circulante				
Debêntures (v)	-	-	-	16.071
Total do passivo não circulante com partes relacionadas	-	-	-	16.071

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2024	30 de setembro de 2023	30 de setembro de 2024	30 de setembro de 2023
Resultado das operações no período				
Juros pagos sobre debentures	114.391	83.560	-	-
Receita de juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	-	(4.023)	-
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	114.391	83.560	(4.023)	-

(i) O montante refere-se a transações de debêntures com partes relacionadas e estão resumidas no quadro abaixo:

Emissor	Emissão	Emitida para	Data de emissão	Valor principal	Valor em aberto*	Vencimento	Remuneração
3R RV (atual 3R Bahia)	1ª emissão	3R OG	03/10/2022	300.000	306.249	27/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Potiguar	7ª emissão	3R OG	04/03/2024	500.000	501.100	07/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Offshore	1ª emissão	3R OG	27/10/2022	212.500	123.621	14/08/2025	100% CDI + 3,8%
3R Offshore	3ª emissão	3R OG	02/04/2024	85.000	58.637	03/04/2025	100% CDI + 3,8%

* Valor inclui principal e juros em aberto na data-base 30 de setembro de 2024.

(ii) O valor registrado em 31 de dezembro de 2023, refere-se aos dividendos das controladas 3R Macau (atual 3R RNCE), 3R Pescada, 3R Areia Branca (atual 3R RNCE), 3R Potiguar, 3R Offshore e 3R Bahia, relativos aos respectivos resultados do exercício de 2023. Em janeiro de 2024 ocorreram os recebimentos dos dividendos referentes à 3R Bahia e 3R RNCE (referente à 3R Macau) nos valores de R\$ 45.000 e R\$ 200.000 respectivamente. Em julho de 2024 foram recebidos os dividendos referentes à 3R Pescada, 3R RNCE (referente à 3R Areia Branca), 3R Potiguar e 3R Offshore nos valores de R\$ 7.222, R\$ 1.328, R\$ 12.092 e R\$ 34.926 respectivamente.

(iii) O valor de R\$ 169.844 (R\$ 8.971 em 31 de dezembro de 2023) refere-se ao compartilhamento de gastos pagos pela Controladora e a ser reembolsado pelas suas Controladas.

(iv) Refere-se majoritariamente ao aumento de capital na controlada 3R Offshore no montante de R\$ 56.000. Em 31 de dezembro de 2023, o valor refere-se à aumento de capital nas controladas 3R Potiguar e 3R Bahia no valor de R\$ 30.000 cada, que foram quitados em fevereiro de 2024.

(v) O saldo refere-se a emissões de debêntures em favor da Maha Energy Holding Brasil pela 3R Offshore, conforme

segue abaixo:

- Primeira emissão de debêntures, não conversíveis em ações, de colocação privada emitida em 19 de julho de 2023 em favor da Maha Energy Holding Brasil no valor de R\$ 37.500, tendo como prazo de vencimento 14 de agosto de 2025. A remuneração aplicada corresponde à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias DI com base em 252 dias úteis anuais acrescido de um spread de 3,8% ao ano na base de 252 dias úteis. Em 30 de setembro de 2024, o valor em aberto desta debênture era de R\$ 21.821, incluindo principal e juros.
- Terceira emissão de debêntures, não conversíveis em ações, de colocação privada emitida em 2 de abril de 2024 em favor da Maha Energy Holding Brasil no valor de R\$ 15.000, tendo como prazo de vencimento 3 de abril de 2025. A remuneração aplicada corresponde à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias DI com base em 252 dias úteis anuais acrescido de um spread de 3,8% ao ano na base de 252 dias úteis. Em 30 de setembro de 2024, o valor em aberto desta debênture era de R\$ 10.348, incluindo principal e juros.

(vi) Refere-se aos dividendos da controlada 3R Offshore, pagos ao acionista não controlador, referente ao resultado do exercício de 2023.

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 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 estão nos quadros a seguir:

	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Remuneração e benefícios	83.630	13.826
Encargos sociais	28.725	3.672
Pagamentos baseados em ações	95.866	9.731
Total	208.221	27.229

Em 30 de setembro de 2024, o quadro de administradores é composto por 7 membros do Conselho de Administração (7 membros em 31 de dezembro de 2023) e por 5 membros da Diretoria (3 membros em 31 de dezembro de 2023).

Pagamentos baseados em ações

a) Opção de Compra de Ações

Atualmente, a Companhia possui dois planos de opção de compra de ações aprovados em sede de Assembleia Geral de Acionistas: o Plano de Opção de Compra de Ações (“1º Plano”), aprovado em 31 de agosto de 2020 e aditado em 26 de abril de 2021, e o Plano de Incentivo via Opção de Compra de Ações (“2º Plano”), aprovado em 29 de abril de 2022. Nos dois planos, cada opção de compra dará direito de adquirir uma ação ordinária de emissão da Companhia.

As condições gerais dos referidos planos são:

	Primeiro plano	Segundo plano
Preço de exercício	O valor de precificação das ações na B3 à época da outorga em ambiente bursátil.	No mínimo, R\$ 1,00 por opção e, no máximo, 70% da média aritmética simples das cotações de fechamento das ações na B3 correspondente aos pregões do último trimestre do exercício social anterior ao da outorga.
Vesting	4 anos, divididos em 3 lotes com período de carência de 2, 3 e 4 anos.	Cada período de vesting terá, pelo menos, 6 meses de duração.
Prazo máximo de exercício	12 meses contados da data de término do último período de vesting das opções.	6 meses contados da data de término do último período de vesting das opções.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 aprovada a incorporação da Maha Holding e da Enauta Participações pela Companhia, o que acarretou a aceleração e/ou liquidação de opções de compra de ações outorgadas no âmbito dos Planos, além da determinação de que não haverá novas outorgas destes planos, de modo que permanecerão em vigor apenas em relação às opções de compra de ações outorgadas anteriormente à aprovação do Plano de Incentivos.

A Enauta Participações possui o Plano de Outorga de Opção de Compra de Ações (“Plano SOP Enauta”), aprovado em sede de Assembleia Geral de Acionistas em 26 de dezembro de 2023, em que cada opção de compra dava direito de adquirir uma ação ordinária de emissão da Enauta Participações.

O Plano SOP Enauta definia que haveria 5 programas, cada um com seu respectivo percentual de diluição, data da outorga e preço de exercício. O período de vesting era de 4 anos, divididos em 3 lotes com período de carência de 2, 3 e 4 anos da data da outorga, sendo o prazo para exercício de até 7 anos da data da outorga.

Assim como na 3R OG, foi aprovada em sede de Assembleia Geral da Enauta Participações a incorporação da empresa pela 3R OG, o que também acarretou a aceleração e/ou liquidação de opções de compra de ações outorgadas no âmbito do Plano SOP Enauta.

Abaixo, seguem os termos e condições dos programas aprovados:

Plano	Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Opções outorgadas	Opções exercidas	Opções canceladas	Opções em aberto	Preço de exercício	Valor justo na outorga
3R OG	Primeiro Plano - I	08/12/2021	Até 31/08/24	31/08/2025	943.424	290.856	416.712	235.856	R\$15,75	R\$19,68
3R OG	Primeiro Plano - II	08/12/2021	Até 31/08/24	31/08/2025	1.864.379	734.175	944.261	185.943	R\$15,75	R\$19,68
3R OG	Primeiro Plano - III	08/12/2021	Até 30/03/25	30/03/2026	187.532	-	187.532	-	R\$36,00	R\$11,45
3R OG	Primeiro Plano - IV	08/12/2021	Até 30/03/25	30/03/2026	351.626	-	351.626	-	R\$36,00	R\$11,45
3R OG	Primeiro Plano - V	01/05/2023	Até 01/01/27	01/01/2028	1.730.000	-	1.730.000	-	R\$33,00	R\$11,61
3R OG	Segundo Plano - I	01/05/2023	Até 01/01/25	01/07/2025	115.655	57.829	57.826	-	R\$7,90	R\$25,08
3R OG	Segundo Plano - II	08/02/2024	Até 01/11/27	01/05/2028	361.378	-	361.378	-	R\$6,11	R\$24,47
Enauta Participações	I	08/11/2023	Até 08/11/27	08/11/2030	5.638.069	-	5.638.069	-	R\$19,00	R\$5,71
Enauta Participações	II	08/11/2023	Até 08/11/27	08/11/2030	1.687.004	-	1.687.004	-	R\$25,00	R\$5,00

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais – ITR**30 de setembro de 2024**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Enauta Participações	III	22/07/2024	Até 22/07/28	22/07/2031	2.487.992	-	2.487.992	-	R\$22,00	R\$3,65
Enauta Participações	IV	22/07/2024	Até 22/07/28	22/07/2031	1.016.711	-	1.016.711	-	R\$25,00	R\$0,65
Enauta Participações	V	22/07/2024	Até 22/07/28	22/07/2031	2.033.423	-	2.033.423	-	R\$18,50	R\$7,15

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. Já para os programas da Enauta Participações, foi utilizado o modelo binomial com as mesmas premissas básicas.

Durante o período findo em 30 de setembro de 2024, foram exercidas 500.826 opções de compra de ações da Companhia, com a integralização de R\$ 7.336 no capital social.

Adicionalmente, no mesmo período foram liquidadas 3.461.570 opções de compra de ações da 3R OG, em que foi realizado pagamento aos beneficiários de R\$ 49.535, sendo R\$ 40.998 contabilizados como recompra de instrumento patrimonial, em conta redutora do patrimônio líquido da Companhia, e R\$ 8.537 como despesa do período.

Em 30 de setembro de 2024, a Companhia apresenta uma despesa com os Planos de R\$ 41.975 (R\$ 58.138 em 31 de dezembro de 2023).

Da mesma forma, houve a liquidação de 12.653.087 opções de compra de ações da Enauta Participações, em que foi realizado pagamento aos beneficiários de R\$ 61.966, sendo integralmente contabilizados como recompra de instrumento patrimonial, em conta redutora do patrimônio líquido da Enauta Participações.

Em 30 de setembro de 2024, a Enauta Participações apresenta uma despesa com o Plano SOP Enauta de R\$ 61.952 (R\$ 31.289 em 31 de dezembro de 2023).

b) Ações restritas

A Assembleia Geral de Acionistas da Enauta Participações aprovou, em 26 de dezembro de 2023, o Plano de Concessão de Ações Restritas (“Plano RSU”), que permite que a empresa outorgue ações restritas a beneficiários.

Estas ações são efetivamente entregues, de maneira gratuita, após o cumprimento do período de vesting, desde que mantido o vínculo empregatício durante o referido período. O número de ações entregue pode ser reduzido para viabilizar a retenção e o recolhimento do imposto de renda retido na fonte (“IRRF”).

O período de vesting é de 4 anos, divididos em 3 lotes com período de carência de 2, 3 e 4 anos da data da outorga.

A aprovação da incorporação da Enauta Participações pela 3R OG também acarretou a aceleração do período de vesting das ações restritas outorgadas aos beneficiários, fazendo com que fosse entregue, após a redução para retenção e recolhimento do IRRF, a quantidade de 1.892.020 ações da empresa oriundas da tesouraria da Enauta Participações.

Em 30 de setembro de 2024, a Enauta Participações apresenta uma despesa com o Plano RSU de R\$ 23.580 (R\$ 178 em 31 de dezembro de 2023).

c) Pagamento baseado em ações com liquidação em caixa**c.1) Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) da Enauta Energia S.A. – Phantom Shares (“Plano Phantom Enauta”)**

O Conselho de Administração da Enauta Energia aprovou, em 16 de março de 2022, o Plano Phantom Enauta, permitindo a outorga de ações fantasmas (“phantom shares”) aos beneficiários, referenciadas pelo valor da ação da Enauta Participações, sendo liquidado em folha de pagamento.

Passado o período de vesting, que é de 3 anos (divididos em 3 lotes com período de carência de 1, 2 e 3 anos da data da outorga), os beneficiários terão direito a um valor correspondente à multiplicação entre a quantidade de phantom shares do lote com período de carência terminado e a média aritmética simples do valor da ação da Enauta Participações no mês anterior ao pagamento, descontados todos os tributos e deduções legais aplicáveis.

O pagamento é realizado no mês de janeiro do ano subsequente ao término do período de vesting de cada lote.

Foram realizadas duas outorgas: 478.044 ações fantasmas em abril de 2022 e 187.859 ações fantasmas em abril de 2023, sendo seu término do vesting em 2025 e 2026, respectivamente.

A aprovação da incorporação da Enauta Participações pela 3R OG acarretou a aceleração do período de vesting das ações fantasmas ainda em carência, sendo liquidadas 243.343 phantom shares em julho de 2024.

Durante o período findo em 30 de setembro de 2024, foi efetuado pela Enauta Energia o pagamento no valor de R\$ 6.498 aos beneficiários do Plano Phantom Enauta, incluindo o valor correspondente à citada liquidação do Plano.

c.2) Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) da Enauta Energia S.A. – Matching Shares (“Plano Matching Enauta”)

O Conselho de Administração da Enauta Energia aprovou, em 09 de agosto de 2021, o Plano Matching Enauta, permitindo que os colaboradores, com exceção dos contemplados no Plano Phantom Enauta, possam adquirir o equivalente a até 1 salário em ações da Enauta Participações, recebendo uma contrapartida (“matching shares”) igual a 50% da quantidade de ações adquiridas, a ser liquidado em folha de pagamento.

Passado o período de vesting, que é de 3 anos (divididos em 3 lotes com período de carência de 1, 2 e 3 anos da data da outorga), os beneficiários terão direito a um valor correspondente à multiplicação entre a quantidade de matching shares do lote com período de carência terminado e a média aritmética simples do valor da ação da Enauta Participações no mês de dezembro do ano anterior ao término da citada carência, descontados todos os tributos e deduções legais aplicáveis.

O pagamento é realizado no mês subsequente ao término do período de vesting de cada lote.

Foi realizada uma outorga em 31 de agosto de 2022 de 19.380 matching shares, sendo seu término do vesting em 31 de agosto de 2025.

A aprovação da incorporação da Enauta Participações pela 3R OG acarretou a aceleração do período de vesting das matching shares ainda em carência, sendo liquidadas 5.390 matching shares em julho de 2024.

Durante o período findo em 30 de setembro de 2024, foi efetuado pela Enauta Energia o pagamento no valor de R\$ 113 aos beneficiários do Plano Matching Enauta, incluindo o valor correspondente à citada liquidação do Plano.

c.3) Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa (“Programa Phantom 3R”)

O Conselho de Administração da Companhia aprovou em 23 de março de 2023 e ratificou em 08 de fevereiro de 2024, de acordo com suas competências estatutárias, o Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa.

Neste programa, foi outorgada, em 08 de fevereiro de 2024, uma quantidade total de 78.553 ações “Phantom”/virtuais para os beneficiários que, passado o período de carência, terão direito a um valor correspondente à multiplicação entre a quantidade de ações “Phantom”/virtuais outorgadas e a média aritmética simples do valor da ação da Companhia no trimestre contábil anterior ao término da carência, descontados todos os tributos e deduções legais aplicáveis, sendo liquidado em dinheiro no mês subsequente ao término do respectivo período de carência.

Durante o período findo em 30 de setembro de 2024, foi efetuado pela 3R OG o pagamento no valor de R\$ 2.317 aos beneficiários do Programa Phantom 3R, correspondente às 78.553 ações fantasmas/virtuais, havendo o encerramento do referido Programa.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

21 . Provisão para abandono

Os valores de abandono são mensurados pelo prazo da vida útil econômica do projeto, 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). Os saldos do passivo de abandono já contemplam o *decommissioning share agreement* incluído nos contratos de aquisição dos ativos.

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

	Consolidado									
	3R RV	3R Areia Branca	3R Pescada	3R Macau	3R Candeias	3R Fazenda Belém	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra) (b)	3R Potiguar	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2023	93.354	32.358	93.916	102.365	138.323	283.095	207.763	161.811	-	1.112.985
Constituição da provisão de abandono	-	-	-	-	-	-	-	-	1.245.552	1.245.552
Gastos com abandono no exercício	(2.010)	-	-	(1.102)	(968)	-	-	-	-	(4.080)
Atualização da provisão do abandono	5.576	2.087	5.956	6.491	8.714	17.176	14.940	10.683	46.541	118.164
Reembolso de gasto com abandono	1.670	-	-	4.127	-	-	-	-	644	6.441
Remensuração da provisão do abandono (a)	(67.634)	(21.127)	(48.437)	(61.652)	(82.428)	(213.622)	(15.637)	(72.968)	(539.428)	(1.122.933)
Ajuste de conversão	-	-	(6.771)	-	-	-	-	-	-	(6.771)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	30.956	13.318	44.664	50.229	63.641	86.649	207.066	99.526	753.309	1.349.358

	Consolidado									
	3R Bahia	3R RNCE	3R Pescada	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra) (b)	3R Potiguar	Enauta Energia (Manati)	Enauta Energia (Atlanta)	Total	
Saldo em 01 de janeiro de 2024	94.597	150.196	44.664	207.066	99.526	753.309	-	-	1.349.358	
Efeito da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	270.031	567.650	837.681	
Remensuração da provisão do abandono (a)	20.738	13.709	(13.008)	5.987	(55.253)	24.562	(113.789)	(296.227)	(413.281)	
Gastos com abandono no período	(7.332)	(36.178)	-	-	(96.450)	(6)	(288)	(13.809)	(154.063)	
Atualização da provisão do abandono	7.007	10.266	3.038	15.021	6.538	53.781	-	-	95.651	
Reembolso de gasto com abandono	4.289	1	-	-	163.744	-	-	-	168.034	
Mais valia de provisão de abandono decorrente da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	(29.499)	(48.729)	(78.228)	
Ajuste de conversão	-	-	5.891	-	-	-	-	-	5.891	
Saldo em 30 de setembro de 2024	119.299	137.994	40.585	228.074	118.105	831.646	126.455	208.885	1.811.043	
Taxa de desconto	9,34%	9,27%	9,27%	9,08%	9,27%	9,27%	9,03%	9,80%		
Previsão de abandono	2053	2053	2053	2036	2053	2053	2030	2045		

(a) A Companhia e suas controladas remensuraram a provisão para abandono considerando a nova taxa de desconto no período findo em 30 de setembro de 2024. Além disso, a remensuração dos Campos de Manti e Atlanta também foram impactados pela nova mensuração do custo de abandono de tais ativos, bem como pela venda da 20% da participação desses ativos conforme nota explicativa nº1.

(b) Refere-se a participação de 62,5% da 3R Offshor

22 . 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	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Trabalhista	3.207	3.118	3.298	3.207
Cível	-	-	9	-
	3.207	3.118	3.307	3.207

Em 30 de setembro de 2024, a Companhia e suas controladas são objeto de ações trabalhistas, cíveis e tributárias cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela Administração e seus consultores jurídicos pelo valor aproximado de R\$ 2.881.085 (R\$ 2.728.438 em 31 de dezembro de 2023).

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

	Consolidado	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Cível (a)	2.823.122	2.711.798
Trabalhista	13.812	11.129
Tributária	44.151	5.511
	2.881.085	2.728.438

(a) Em dezembro de 2022, a 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras) apresentou contestação em ação civil pública, movida pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais (lucros cessantes) e morais. O valor atualizado apresentado em 30 de setembro de 2024 é de R\$ 1.386.990 (R\$ 1.332.117 em 31 de dezembro de 2023), 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 base o início da concessão da licença concedida à Petrobras em outubro de 2013.

Adicionalmente, no primeiro trimestre de 2023, foi incrementado o montante de R\$ 1.321.119 referente ao valor da ação civil pública, ajuizada pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, em face da 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras). O valor apresentado pela autora se refere a suposta indenização, a título de danos materiais e morais, sofridos por pescadores não identificados. Ao conceder a licença para explorar petróleo e gás à Petrobras, no Polo de Peroá (operado pela 3R Offshore a partir de agosto de 2022), o órgão ambiental criou uma zona de exclusão ao exercício da pesca. Os danos pleiteados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores decorreriam, assim, da suposta intervenção na atividade pesqueira, na referida zona de exclusão e teriam como fato gerador a concessão da referida licença. O valor atualizado da causa em 30 de setembro de 2024 é de R\$ 1.434.640 (R\$ 1.377.882 em 31 de dezembro de 2023).

23. Obrigações com consórcios

	Consolidado	
	30/09/2024	31/12/2023
PEM a pagar	57.922	-
Total	57.922	-

Em 31 de agosto de 2023, após recusa da Petrobras quanto à oferta de cessão de 50% da participação da Enauta nos blocos ES-M-598 e ES-M-673, iniciaram-se as discussões para a retirada da Enauta dessas áreas. Com essa formalização de saída desses blocos, os PEMs dos blocos no montante de R\$ 61.077 (R\$ 52.407 referente ao bloco ES-M-598 e R\$ 7.762 referente ao bloco ES-M-673) foram provisionados e pagos em 1º de julho de 2024.

Em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 o valor de R\$ 57.922, reconhecido como obrigações de longo prazo, 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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

24 . Arrendamentos

Arrendamentos – Passivo

	Controladora										
	1º de janeiro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	30 de setembro de 2024
Imóvel Administrativo	18.144	178	(5.547)	(4.867)	1.725	9.633	-	-	(3.240)	869	7.262
	18.144	178	(5.547)	(4.867)	1.725	9.633	-	-	(3.240)	869	7.262

	Consolidado														
	1º de janeiro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2023	Efeitos da combinação de negócios (a)	Adições e alterações contratuais	Baixas	Reconhecimento de AVP	Pagamentos	Variação Cambial	Mais valia	Juros reconhecidos no resultado	30 de setembro de 2024
Imóvel Administrativo	19.148	2.473	(5.547)	(5.385)	1.884	12.573	-	258	-	-	(4.157)	-	-	1.189	9.863
Outros imóveis	274	4.941	-	(1.327)	392	4.280	-	-	-	-	(2.538)	-	-	1.618	3.360
Plantas e equipamentos	31.144	6.524	-	(13.315)	4.107	28.460	-	7.287	-	-	(11.869)	-	-	1.662	25.540
Embarcações (a)	-	-	-	-	-	-	288.449	-	(44.765)	3.871	(54.323)	(8.542)	(7.335)	-	177.355
	50.566	13.938	(5.547)	(20.027)	6.383	45.313	288.449	7.545	(44.765)	3.871	(72.887)	(8.542)	(7.335)	4.469	216.118
Circulante						16.500									166.107
Não circulante						28.813									50.011

Direito de uso – Ativo

	Controladora										
	1º de janeiro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	31 de dezembro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	Remensuração de ARO	Reconhecimento de AVP	30 de setembro de 2024
Imóvel Administrativo	17.222	178	(5.546)	(3.505)	8.349	-	-	(2.348)	-	-	6.001
	17.222	178	(5.546)	(3.505)	8.349	-	-	(2.348)	-	-	6.001

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado									
	1º de janeiro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	31 de dezembro de 2023	Efeitos da combinação de negócios (a)	Adições e alterações contratuais	Depreciação	Remensuração de ARO	30 de setembro de 2024
Imóvel Administrativo	18.121	2.473	(5.546)	(3.963)	11.085	-	258	(3.188)	-	8.155
Outros imóveis	120	4.941	-	(956)	4.105	441	-	(1.122)	-	3.424
Plantas e equipamentos	30.634	6.524	-	(10.979)	26.179	-	7.287	(10.594)	-	22.872
Embarcações (a)	-	-	-	-	-	350.234	-	(172.125)	(10.233)	167.876
	48.875	13.938	(5.546)	(15.898)	41.369	350.675	7.545	(187.029)	(10.233)	202.327

(a) Refere-se aos ativos de direito de uso e passivos de arrendamento líquidos que foram incorporados decorrente do processo de combinação de negócios entre a 3R OG e a Enauta Participações. A data efetiva de início da companhia combinada foi 1º de agosto de 2024.

25 . Patrimônio Líquido

Capital social

Em 31 de dezembro de 2023 o capital social da Companhia estava distribuído da seguinte forma:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Gerval Investimentos Ltda.	424.823	20.165.245	8,4%
Banco BTG Pactual S.A.	294.922	13.999.162	5,8%
BTG Pactual WM Gestão de Recursos Ltda.	275.666	13.085.150	5,5%
Coronation Funds Management Ltd.	253.856	12.049.887	5,0%
BlackRock	253.084	12.013.253	5,0%
Outros acionistas	3.553.432	168.672.230	70,3%
	5.055.783	239.984.927	100%

Em 15 de janeiro de 2024 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2021. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 6.280, mediante a emissão de 398.723 ações ordinárias, por subscrição privada.

Em 11 de abril de 2024 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 29 de abril de 2022. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 359, mediante a emissão de 45.393 ações ordinárias, por subscrição privada.

Em 16 de julho de 2024, a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2021. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 697, mediante a emissão de 44.274 ações ordinárias, por subscrição privada. O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 15,75 reais.

Em 31 de julho de 2024, como parte da transação de combinação de negócios com a Maha Energy descrita na nota explicativa 1, a Companhia aumentou o capital social em R\$ 300.268, por meio da emissão de 10.081.840 novas ações ordinárias.

Em 1º de agosto de 2024, como parte da transação de combinação de negócios com a Enauta Participações descrita na nota explicativa 1, a Companhia aumentou o capital social em R\$ 6.608.174 por meio da emissão de 213.623.971 novas ações ordinárias.

As ações que compõem o capital social da Companhia são negociadas na bolsa de valores brasileira, tendo aproximadamente 97,2% em circulação (free floating). Em 30 de setembro de 2024, o capital social da Companhia ficou assim distribuído:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A.	1.459.730	56.598.799	12,2%
Jive Investments Gestão de Recursos e Consultoria S.A.	854.516	33.132.563	7,1%
Ações em tesouraria	167.399	9.495.098	2,0%
Outros acionistas	9.489.916	364.952.668	78,7%
	11.971.561	464.179.128	100%

Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria

Em 31 de dezembro de 2023, a reserva de capital da Companhia era de R\$ 58.138.

Durante o período findo em 30 de setembro de 2024 houve cancelamento de opções que envolvem transações com pagamentos baseados em ações, decorrente do desligamento de profissionais que continuam o benefício e exercício de stock options da Diretoria Estatutária. Adicionalmente, a Companhia estruturou dois novos programas de pagamentos baseados em ações, tendo como valor registrado adicionado ao programa já existente. Estas transações resultaram em um montante líquido de R\$ 16.066 (em 2023 o resultado de transações com pagamentos baseados em ações que impactaram o patrimônio líquido foi no montante de R\$ 21.002). Em 30 de setembro de 2024 há 18 profissionais (67 profissionais em 31 de dezembro de 2023) que participam dos programas de pagamentos baseados em ações.

Em 1º de agosto de 2024, como parte da transação de combinação de negócios com a Enauta Participações descrita na nota explicativa 1, a reserva de capital reduziu em R\$ 827.508 decorrente da precificação das ações da Companhia a valor justo na data da transação conforme laudo para alocação do preço pago.

Além disso, a reserva de capital também foi reduzida em decorrência da transação de aquisição de 15% de participação acionária da 3R Offshore, em 31 de julho de 2024 no valor de R\$ 224.373.

Em decorrência da conclusão da combinação de negócios entre a 3R OG e a Enauta Participações, as ações BRAV3, anteriormente denominadas RRRP3, antes mantidas em investimentos pela Enauta Energia foram alocadas pela Companhia em ações em tesouraria. Em 30 de setembro de 2024, a Companhia possuía 9.480.932 ações em tesouraria, no valor de R\$ 167.149, adquiridos originariamente pela controlada Enauta Energia. Adicionalmente, a Companhia possui 14.166 ações em sua própria tesouraria, no valor de R\$ 250, totalizando 9.495.098 ações no valor total de R\$ 167.399.

Sendo assim, em 30 de setembro de 2024 a reserva de capital da Companhia apresenta o valor redutor de 1.177.208.

Ajuste de avaliação patrimonial

A Companhia registrou na rubrica “ajuste de avaliação patrimonial” o valor redutor de R\$ 45.611 no período findo em 30 de setembro de 2024 (R\$ 25.050 em 31 de dezembro de 2023), resultante da conversão da moeda funcional dólar para moeda de apresentação real de suas controladas 3R Lux, Enauta Finance, Enauta Netherlands B.V. e Atlanta Field B.V. totalizando o saldo de R\$ 35.722 (R\$ 81.333 em 31 de dezembro de 2023).

Dividendos

O estatuto social da Companhia prevê o percentual de 25% como dividendos mínimos obrigatórios após respectivas deduções.

No período findo em 30 de setembro de 2024, a Companhia apurou lucro de R\$ 118.457 ainda não distribuídos no exercício corrente. No período findo em 30 de setembro de 2023, o resultado apurado absorveu parte do prejuízo acumulado. Não houve distribuição de dividendos para os respectivos períodos.

Reserva de investimentos e expansão

Esta reserva foi constituída para registrar a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após a apuração do dividendo mínimo obrigatório, limitada ao montante equivalente a 100% (cem por cento) do capital social, que tem por finalidade assegurar recursos para investimentos em bens do ativo permanente, sem prejuízo de distribuição de dividendos mínimos obrigatórios nos termos do Artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

Em 30 de setembro de 2024 o saldo da reserva de investimentos e expansão é de R\$ 277.696.

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 mensurados e apurados 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, no Brasil. Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto 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.

A Companhia e suas controladas passaram a atuar no segmento de Mid & Downstream após a conclusão da aquisição do Polo Potiguar em 8 de junho de 2023.

a) Segmento operacional

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Jul-Set 2024
Receita de vendas, líquida	1.502.932	1.537.841	-	(847.131)	2.193.642
Custos dos produtos vendidos	(1.024.136)	(1.472.998)	-	813.246	(1.683.888)
Lucro Bruto	478.796	64.843	-	(33.885)	509.754
Despesas gerais e administrativas	(162.242)	(21.785)	(56.952)	-	(240.979)
Gastos de exploração	(14.445)	-	-	-	(14.445)
Outras despesas operacionais, líquida	997.816	(6.581)	(3.953)	-	987.282
Resultado financeiro, líquido	(16.518)	(11.999)	(122.638)	(32)	(151.187)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	1.283.407	24.478	(183.543)	(33.917)	1.090.425
Imposto de renda corrente e diferido	(334.237)	(52.501)	(12)	7.723	(379.027)
Lucro líquido (prejuízo) do período	949.170	(28.023)	(183.555)	(26.194)	711.398
Acionistas controladores	956.497	(28.023)	(183.555)	(26.194)	718.725
Acionistas não controladores	(7.327)	-	-	-	(7.327)

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Jul-Set 2023
Receita de vendas, líquida	1.506.640	1.525.305	-	(671.686)	2.360.259
Custos dos produtos vendidos	(834.159)	(1.359.985)	-	570.099	(1.624.045)
Lucro Bruto	672.481	165.320	-	(101.587)	736.214
Despesas gerais e administrativas	(68.587)	(2.716)	(53.724)	1.947	(123.080)
Outras despesas operacionais, líquida	(5.414)	-	(528)	-	(5.942)
Resultado financeiro, líquido	(714.862)	5.566	(9.680)	-	(718.976)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(116.382)	168.170	(63.932)	(99.640)	(111.784)
Imposto de renda corrente e diferido	63.443	(30.518)	-	1.406	34.331
Lucro líquido (prejuízo) do período	(52.939)	137.652	(63.932)	(98.234)	(77.453)
Acionistas controladores	(58.974)	137.652	(63.932)	(98.234)	(83.488)
Acionistas não controladores	6.035	-	-	-	6.035

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Jan-Set 2024
Receita de vendas, líquida	4.703.665	4.622.712	-	(2.549.773)	6.776.604
Custos dos produtos vendidos	(2.885.854)	(4.465.879)	-	2.467.981	(4.883.752)
Lucro Bruto	1.817.811	156.833	-	(81.792)	1.892.852
Despesas gerais e administrativas	(363.814)	(40.961)	(106.512)	-	(511.287)
Gastos de exploração	(14.445)	-	-	-	(14.445)
Outras despesas operacionais, líquida	945.008	(7.705)	23.547	-	960.850
Resultado financeiro, líquido	(1.546.564)	1.635	(496.974)	(32)	(2.041.935)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	837.996	109.802	(579.939)	(81.824)	286.035
Imposto de renda corrente e diferido	(394.252)	215.778	(12)	10.908	(167.578)
Lucro líquido (prejuízo) do período	443.744	325.580	(579.951)	(70.916)	118.457
Acionistas controladores	443.744	325.580	(579.951)	(70.916)	118.457

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Jan-Set 2023
Receita de vendas, líquida	2.843.780	1.789.810	-	(863.051)	3.770.539
Custos dos produtos vendidos	(1.719.764)	(1.606.887)	-	735.210	(2.591.441)
Lucro Bruto	1.124.016	182.923	-	(127.841)	1.179.098
Despesas gerais e administrativas	(185.755)	(11.823)	(158.167)	1.953	(353.792)
Outras despesas operacionais, líquida	(64.648)	(4.990)	(892)	-	(70.530)
Resultado financeiro, líquido	(676.917)	5.573	(40.493)	-	(711.837)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	196.696	171.683	(199.552)	(125.888)	42.939
Imposto de renda corrente e diferido	1.562	(30.518)	-	4.055	(24.901)
Lucro líquido (prejuízo) do período	198.258	141.165	(199.552)	(121.833)	18.038
Acionistas controladores	186.439	141.165	(199.552)	(121.833)	6.219
Acionistas não controladores	11.819	-	-	-	11.819

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

b) Ativos por segmento

	Consolidado				30 de setembro de 2024
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	
Imobilizado	14.947.641	1.092.303	29.176	-	16.069.120
Intangíveis	9.682.289	-	37.654	-	9.719.943
Depreciação, exaustão e amortizações	(4.985.676)	(75.359)	(12.648)	(101.830)	(5.175.513)
Adições ao imobilizado e intangível	1.912.512	75.177	19.849	-	2.007.538

	Consolidado				31 de dezembro de 2023
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	
Imobilizado	6.455.690	1.004.730	23.001	-	7.483.421
Intangíveis	7.607.476	-	23.988	-	7.631.464
Depreciação, exaustão e amortizações	(1.892.409)	(28.608)	(6.795)	(16.488)	(1.944.300)
Adições ao imobilizado e intangível	7.461.996	1.004.730	17.448	-	8.484.174

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27 . Receita líquida

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Receita com Vendas								
Receita bruta de petróleo	-	-	-	-	537.095	734.993	1.858.005	1.801.441
(-) Deduções da receita	-	-	-	-	(34.535)	(44.727)	(207.814)	(215.923)
Receita de petróleo, líquida	-	-	-	-	502.560	690.266	1.650.191	1.585.518
Receita bruta de derivados	-	-	-	-	1.730.500	1.676.608	4.999.559	1.983.111
(-) Deduções da receita	-	-	-	-	(224.420)	(197.275)	(488.785)	(248.308)
Receita de derivados, líquida	-	-	-	-	1.506.080	1.479.333	4.510.774	1.734.803
Receita bruta de gás	-	-	-	-	192.680	192.302	633.646	494.914
(-) Deduções da receita	-	-	-	-	(40.513)	(44.836)	(132.900)	(96.343)
Receita de gás, líquida	-	-	-	-	152.167	147.466	500.746	398.571
Receita com prestação de serviços								
Receita bruta de prestação de serviços	-	-	-	-	37.229	48.990	129.774	58.629
(-) Deduções da receita com prestação de serviços	-	-	-	-	(4.394)	(5.796)	(14.881)	(6.982)
Receita de prestação de serviços, líquida	-	-	-	-	32.835	43.194	114.893	51.647
Receita líquida total	-	-	-	-	2.193.642	2.360.259	6.776.604	3.770.539

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

A receita de gás líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Pescada e Arabaiana e dos polos Macau, Rio Ventura, Peroá 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 pertencente a 3R Potiguar.

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

Em 30 de setembro de 2024, a receita líquida da Companhia, quando comparada aos valores registrados em 30 de setembro de 2023, está impactada principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023 e pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

28 . Custo dos produtos vendidos

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Custos de operação	-	-	-	-	(791.637)	(1.089.433)	(2.800.795)	(1.619.595)
Ocupação e retenção de área	-	-	-	-	(18.308)	(17.525)	(55.404)	(33.392)
Royalty - petróleo e gás	-	-	-	-	(118.798)	(128.237)	(385.271)	(231.747)
Depreciação e amortização	-	-	-	-	(529.731)	(196.183)	(990.798)	(357.841)
Tratamento de água e energia elétrica	-	-	-	-	(47.358)	(30.570)	(115.976)	(66.532)
Licenciamento e gastos ambientais	-	-	-	-	(57.768)	(24.089)	(179.130)	(45.995)
Gasto de pessoal	-	-	-	-	(47.437)	(34.222)	(119.087)	(71.829)
Processamento e transporte de gás	-	-	-	-	(57.978)	(80.204)	(179.105)	(133.108)
Outros	-	-	-	-	(14.873)	(23.582)	(58.186)	(31.402)
	-	-	-	-	(1.683.888)	(1.624.045)	(4.883.752)	(2.591.441)

Em 30 de setembro de 2024, o custo dos produtos vendidos da Companhia, quando comparado aos valores registrados em 30 de setembro de 2023, está impactado principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023 e pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações.

29 . Despesas gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Gastos com pessoal (a)	1.844	(31.092)	(22.211)	(97.470)	(143.180)	(44.206)	(249.410)	(162.427)
Serviços prestados por terceiros	2.457	(6.593)	10.283	(14.781)	(14.304)	(17.639)	(69.401)	(44.003)
Fee combinação de negócios	(26.380)	-	(26.380)	-	(26.380)	-	(26.380)	-
Depreciação e amortização	(3.007)	(2.192)	(8.206)	(6.150)	(9.802)	(25.196)	(29.539)	(55.270)
Provisão para pagamento baseado em ações (a)	(24.374)	(3.659)	(36.139)	(7.672)	(24.374)	(3.659)	(36.139)	(7.672)
Provisão (reversão) de contingências	(89)	(16)	(89)	72	(100)	826	(100)	346
Manutenção e suporte de software e hardware	(6.725)	(5.017)	(19.692)	(17.544)	(12.828)	(11.795)	(39.118)	(33.856)
Outras despesas	(4.289)	(3.941)	(5.694)	(13.406)	(10.011)	(21.411)	(61.200)	(50.910)
	(60.563)	(52.510)	(108.128)	(156.951)	(240.979)	(123.080)	(511.287)	(353.792)

Em 30 de setembro de 2024 as despesas gerais e administrativas da Companhia, quando comparadas aos valores registrados em 30 de setembro de 2023, estão impactadas principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023 e pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações.

(a) Considera gastos de gratificações da Combinação de Negócios com a Enauta Participações, ocorridos no 3º trimestre de 2024, no montante de R\$ 79.484.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

30 . Gastos exploratórios

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	-	-	-	(324)	-	(324)	-
Poços baixados	-	-	-	-	(2.223)	-	(2.223)	-
Gastos com geologia e geofísica	-	-	-	-	(604)	-	(604)	-
Gastos de gerenciamento de projetos	-	-	-	-	(919)	-	(919)	-
Segurança, meio-ambiente e saúde	-	-	-	-	175	-	175	-
Outros (a)	-	-	-	-	(10.550)	-	(10.550)	-
	-	-	-	-	(14.445)	-	(14.445)	-

(a) Refere-se majoritariamente a gastos fiscais na transação referente ao Bloco BM-S-12.

31 . Outras despesas / receitas operacionais

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Ajuste da provisão de abandono (a)	-	-	-	-	341.430	-	354.438	-
Despesas com aquisições, dados e parcerias	-	-	-	-	-	-	(4.136)	-
Despesas com transição de ativos	-	-	-	-	(116)	(2.731)	(716)	(45.127)
Despesa earn-out - antigo controlador (b)	-	-	27.501	-	-	-	27.501	-
Despesas com sonda em stand by (c)	-	-	-	-	(68.365)	-	(116.255)	-
Ganho em transação - Westlawn (d)	-	-	-	-	720.319	-	720.319	-
Outras receitas / despesas	(842)	(528)	(842)	(893)	(5.986)	(3.211)	(20.301)	1.097
	(842)	(528)	26.659	(893)	987.282	(5.942)	960.850	(44.030)

(a) Refere-se a ajustes realizados, complementando a provisão de ARO na controlada 3R Pescada, Atlanta e Manati, conforme nota explicativa 21.

(b) Refere-se a atualização da obrigação relacionada ao pagamento adicional ao antigo controlador atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e contribuição social pela 3R Offshore, 3R Candeias (atual 3R RNCE) e pela Companhia.

(c) Gastos com aluguel e serviços de sonda contratados para perfuração, completação e intervenções de poços offshore pela 3R Offshore aguardando licença ambiental.

(d) Venda de 20% de participação na Concessão BS-4 que inclui os campos de Atlanta e de Oliva, conforme nota explicativa 1.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

32 . Receitas e despesas financeiras

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Receitas financeiras								
Rendimento de aplicação financeira	3.888	7.194	30.012	16.487	70.126	93.084	243.725	149.871
Atualização de depósitos judiciais	131	4	131	11	131	5	131	13
PIS/COFINS sobre receita financeira	(2.092)	(1.691)	(6.746)	(4.684)	(7.127)	(2.722)	(14.450)	(7.558)
Atualização monetária – Debêntures	-	-	-	-	-	(6.382)	-	60.536
Receita de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	40.694	29.077	114.391	83.560	-	-	-	-
Ajuste a valor presente	(1.176)	14.712	-	16.163	34.472	14.712	87.613	16.163
Variação cambial líquida (a)	71	(1.278)	56	1.631	10.069	2.104	50.039	102.895
Ganhos com operações de hedge (b)	-	-	-	-	2.622	(21.520)	61.416	98.875
Outras receitas financeiras	266	83	527	672	29.067	1.821	36.737	9.416
	41.782	48.101	138.371	113.840	139.360	81.102	465.211	430.211
Despesas financeiras								
Incremento de abandono	-	-	-	-	(33.629)	(41.011)	(95.651)	(77.133)
Juros – Arrendamento	(263)	(400)	(869)	(1.383)	(1.181)	(1.836)	(4.469)	(4.656)
Juros – Debêntures	(138.557)	(35.986)	(356.818)	(107.571)	(83.883)	(176.019)	(526.129)	(285.642)
Juros – Empréstimos	(7.304)	(4.228)	(13.479)	(7.704)	(94.943)	(79.094)	(243.459)	(112.685)
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	-	-	-	(1.250)	(1.184)	(4.023)	(1.184)
SWAP taxa de Juros	-	-	-	-	(147.513)	(16.680)	(150.573)	(16.680)
Atualização monetária – Debêntures	(6.057)	-	(35.238)	-	90.499	-	(666.558)	-
Atualização monetária – Earn outs (aquisição)	-	(188)	(103)	(564)	(42.397)	(46.873)	(130.512)	(87.851)
Perdas com operação de hedge (b)	-	-	-	-	72.078	(188.334)	(100.260)	(239.851)
Perda de rendimento na aplicação financeira	(467)	-	(467)	-	(3.069)	(38)	(4.470)	(1.588)
Ajuste de conversão	-	-	-	-	(7.099)	-	(25.461)	-
Ajuste a valor presente	4.747	-	(29.044)	(5.221)	(1.696)	(3.814)	(50.125)	(30.721)
Variação cambial líquida (a)	2.052	(60)	(2.484)	(87)	21.275	(213.929)	(244.423)	(218.879)
Custos de transação apropriados - Debêntures	(1.768)	(1.606)	(15.780)	(4.818)	(22.617)	(8.206)	(49.341)	(13.546)
Custos de transação apropriados - Empréstimos	-	-	-	-	(2.627)	-	(127.074)	-
Outras despesas financeiras	(778)	(3.383)	(5.628)	(9.835)	(32.495)	(23.060)	(84.618)	(51.632)
	(148.395)	(45.851)	(459.910)	(137.183)	(290.547)	(800.078)	(2.507.146)	(1.142.048)
Resultado financeiro líquido	(106.613)	2.250	(321.539)	(23.343)	(151.187)	(718.976)	(2.041.935)	(711.837)

(a) Refere-se majoritariamente à variação cambial correlata aos valores a pagar por aquisições (nota explicativa 17), empréstimos e financiamentos (nota explicativa 14) e emissões de debêntures (nota explicativa 15).

(b) A Administração da Companhia adota a contratação de Non-Deliverable Forward (“NDF”) e Collars de Brent e realizou operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 24 meses. Foram obtidos através destes instrumentos um preço médio de US\$ 78 por barril foi obtido com os NDF na 3R RNCE e preço médio de US\$ 81 por barril para NDF na 3R Bahia e, um piso de US\$ 54 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 94 por barril para as CALLs, na 3R RNCE e, um piso de US\$ 63 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 87 por barril para as CALLs, na 3R Bahia e um piso de US\$ 61 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 86 por barril para as CALLs, na 3R Potiguar.”

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

33 . Lucro 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.

Lucro básico por ação	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Lucro / (prejuízo) do exercício	718.725	(83.488)	118.457	6.219	711.398	(83.488)	118.457	6.219
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	291.022.160	218.351.166	291.022.160	218.351.166	291.022.160	218.351.166	291.022.160	218.351.166
Resultado líquido básico por ação – R\$	2,47	(0,38)	0,41	0,03	2,44	(0,38)	0,41	0,03

Lucro diluído por ação	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023	Jul-Set 2024	Jul-Set 2023	Jan-Set 2024	Jan-Set 2023
Lucro / (prejuízo) do exercício	718.725	(83.488)	118.457	6.219	711.398	(83.488)	118.457	6.219
Quantidade média ponderada e diluída de ações ordinárias	291.022.160	220.667.729	291.022.160	220.667.729	291.022.160	220.667.729	291.022.160	220.667.729
Quantidade de ações diluidoras	-	2.316.562	-	2.316.562	-	2.316.562	-	2.316.562
Resultado líquido diluído por ação – R\$	2,47	(0,38)	0,41	0,03	2,44	(0,38)	0,41	0,03

34 . 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, 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 não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação.

Swap:

A Companhia contrata instrumentos financeiros derivativos (*swap*) com o objetivo de converter recursos de debêntures em reais para uma dívida com juros fixos em dólar, com objetivo de hedge e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros. Foi contratado um *swap* para a terceira emissão de debentures da 3R OG com conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,4166% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média ponderada pré-fixada de 7,95% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 1.000.000.

Além disso, com o mesmo objetivo, a Companhia também contrata *swap* através da sua controlada Enauta Energia. Debêntures envolvidas da Enauta Energia:

- Primeira série da primeira emissão de debêntures: 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\$ 560.000.
- Segunda emissão de debêntures: conversão de 100% da dívida inicial contratada em reais e com taxa de juros pré-fixados em 13,9662% e IPCA + 7,1149% a.a. a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,83% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 1.100.000.
- Terceira emissão de debêntures: 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. por uma dívida em dólar com taxa média ponderada pré-fixada de 7,48% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 2.100.000.
- Quarta emissão de debentures: 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. por uma dívida em dólar com taxa média ponderada pré-fixada de 7,53% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 600.000.

NDF:

A Companhia contrata, através das controladas 3R RNCE e 3R Bahia Non-Deliverable Foward (“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 24 meses. Foram obtidos através destes instrumentos financeiros um preço médio de US\$ 78 por barril na 3R RNCE e um preço médio de US\$ 81 por barril na 3R Bahia.

Através de sua controlada Enauta Energia, a Companhia também adota a contratação de NDF de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (hedge). O valor total contratado foi de US\$ 490.000 como parte de sua estratégia de dolarização do caixa.

Collar:

A Administração da Companhia adota a contratação de *Collar* de *brent* e realizou operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 24 meses. Foi obtido um piso de US\$ 54 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 94 por barril para as CALLs, na 3R RNCE, um piso de US\$ 63 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 87 por barril para as CALLs, na 3R Bahia e um piso de US\$ 61 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 86 por barril para as CALLs, na 3R Potiguar.

Em 30 de setembro de 2024 os contratos oferecem cobertura para 6.162 mil barris (7.807 mil em 31 de dezembro de 2023) que se espera que sejam vendidos nos próximos 24 meses.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Instrumento	Quantidade em		Valor justo registrado em	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
NDFs brent	565	1.769	15.056	23.933
NDFs dólar	-	-	2.582	-
Collars	5.597	6.038	39.359	8.665
Total	6.162	7.807	56.997	32.598
Ativo circulante	-	-	56.293	40.817
Ativo não circulante	-	-	47.048	61.894
Passivo circulante	-	-	(15.784)	(17.441)
Passivo não circulante	-	-	(30.560)	(52.672)

Em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação de preços do petróleo (*brent*).

3R RNCE

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Vigência	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
NDF	545.000	1.670.000	2023-2025	202.280	657.312	(13.970)	(160.989)	14.101	20.557

3R Bahia

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Vigência	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
NDF	20.000	-	2024 - 2025	8.084	-	(7.129)	-	955	-

3R Potiguar

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Vigência	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
NDF	-	99.000	2024	-	40.972	-	(37.595)	-	3.376

Em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações com opções e *collars*, para proteção das oscilações do preço do petróleo (*Brent*).

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

3R RNCE

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Posição líquida ao valor justo	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023		30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Collar	3.296.500	4.662.000	2024-2025	14.427,00	(2.544)

3R Bahia

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Posição líquida ao valor justo	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023		30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Collar	1.470.500	1.016.000	2024-2026	18.379	7.600

3R Potiguar

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Posição líquida ao valor justo	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023		30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Collar	830.000	360.000	2024-2026	6.553	3.609

Em 30 de setembro de 2024 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação do dólar.

Valor de face (nominal amount – USD/mil)	Valor justo em 30/09/2024 (R\$/mil)	Cotação do dólar de Compra - USD	Cotação do dólar em 30/09/2024	Posição líquida a receber – R\$ mil
US\$ 260	R\$ 1.759	5,4618	5,4481	R\$ 1.759
US\$ 230	R\$ 823	5,465	5,4481	R\$ 823

Os contratos possuem vencimentos em 30 de outubro de 2024.

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 (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

30 de setembro de 2024

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	
		30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	-	62.084	876.332	1.777.754	1.754.106
Aplicações financeiras	-	-	-	7.245.546	2.458.709
Caixa restrito	-	-	40.208	465.606	309.987
Contas a receber de terceiros	-	-	-	291.286	522.022
Créditos a receber – Yinson	-	-	-	2.152.951	-
Contas a receber com partes relacionadas	-	169.844	8.971	-	-
Debêntures - partes relacionadas	-	989.607	737.295	-	-
		1.221.535	1.662.806	11.933.143	5.044.824
Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Fornecedores	-	13.128	13.827	2.693.754	1.315.214
Empréstimos e financiamentos	-	274.470	113.649	3.825.459	2.578.059
Debêntures	-	2.139.962	1.879.392	12.931.510	6.684.108
Debêntures - partes relacionadas	-	-	-	32.169	38.200
Contas a pagar - partes relacionadas	-	56.788	60.000	-	6.164
Arrendamentos	-	7.262	9.633	216.118	45.313
Outras obrigações	-	46.678	43.210	182.446	75.287
		2.538.288	2.119.711	19.881.456	10.742.345
Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	-	-	103.341	102.711
		-	-	103.341	102.711
Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	-	-	46.344	70.113
Valores a pagar por aquisições	-	-	35.442	1.758.059	1.963.077
		-	35.442	1.804.403	2.033.190

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 30 de setembro de 2024, o valor justo das debêntures é de R\$ 13.189.369 avaliado em nível 2 (R\$ 7.084.211 em 31 de dezembro de 2023), do Bond Notes é de R\$ 2.880.955 avaliado em nível 2 e do TRS é de R\$ 2.725.773 (R\$ 2.448.595 em 31 de dezembro de 2023).

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 e dificuldade de a 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 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023. 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
30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31 de dezembro de 2023					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	13.827	13.827	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	113.649	96.982	20.316	-	-
Debêntures	1.879.392	535.840	1.375.819	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	60.000	60.000	-	-	-
Valores a pagar por aquisições	35.442	35.442	-	-	-
Outras obrigações	43.210	1.880	-	107.360	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	1.315.214	1.315.214	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	2.578.059	239.428	2.629.460	-	-
Debêntures	6.684.108	721.925	1.358.960	5.364.802	-
Debêntures - partes relacionadas	38.200	22.129	16.771	-	-
Derivativos	70.113	17.441	52.672	-	-
Valores a pagar por aquisições	1.963.077	608.436	1.405.066	-	-
Outras obrigações	75.287	30.894	3.063	107.360	-

30 de setembro de 2024					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	13.128	13.128	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	274.470	98.053	183.583	-	-
Debêntures	2.139.962	57.319	2.122.746	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	56.788	56.788	-	-	-
Outras obrigações	46.678	2.793	-	80.871	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	2.693.754	2.693.754	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos	3.825.459	567.680	3.383.388	-	-
Debêntures	12.931.510	244.995	12.732.674	-	-
Debêntures - partes relacionadas	32.169	32.169	-	-	-
Derivativos	46.344	15.784	30.560	-	-
Valor a pagar por aquisições	1.758.059	478.923	1.367.190	-	-
Outras obrigações	182.446	134.408	4.152	80.871	-

Risco de crédito

O risco refere-se principalmente às disponibilidades, aplicações financeiras, caixa restrito e às contas a receber 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*.

No segmento de E&P, 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 & Downstream as vendas são realizadas para grandes distribuidores atuantes no mercado nacional com curtíssimo prazo de recebimento. Sendo assim, a Administração considera que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo.

Para minimizar os riscos de crédito, a Companhia e suas controladas mantêm instrumentos derivativos contratados com bancos e instituições financeiras que possuem rating entre A+/A1 e AAA pela *Standard & Poor's*, *Fitch* e *Moody's* que visam oferecer cobertura contra o risco de volatilidade dos preços do petróleo. Essas operações protegem as receitas da Companhia, conforme política de *hedge* aprovada pela Administração.

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 Companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros.

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 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023.

Em 30 de setembro de 2024			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	304.179	361.716	417.898
IPCA	498.482	543.886	590.120
SOFR / LIBOR	122.878	139.504	156.206
Total	925.539	1.045.106	1.164.224

Em 31 de dezembro de 2023			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	133.640	158.773	183.506
IPCA	126.299	136.648	147.022
SOFR / LIBOR	402.729	452.091	501.440
Total	662.668	747.512	831.968

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	
	30 de setembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	189.131	3.006
Aplicações financeiras	4.938.074	2.449.060
Contas a receber de terceiros	81.498	216.208
Caixa restrito	367.431	285.029
Créditos a receber - Yinson	2.152.951	-
Derivativos	103.341	102.711
Passivos		
Fornecedores	(1.101.912)	(199.717)
Empréstimos e financiamentos	(2.764.867)	(2.324.967)
Debêntures	(5.421.102)	(4.804.716)
Derivativos	(46.344)	(70.113)
Valores a pagar por aquisições	(1.758.059)	(1.963.077)
Total da exposição cambial líquida	(3.259.858)	(6.306.576)

Uma valorização (desvalorização) possível do real frente ao dólar em 30 de setembro de 2024 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	Risco	Consolidado			
		30 de setembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	189.131	187.461	168.715	149.969
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	4.938.074	4.894.476	4.405.028	3.915.581
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	367.431	364.187	327.768	291.350
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	81.498	80.778	72.700	64.622
Créditos a receber - Yinson	Desvalorização do dólar	2.152.951	2.133.943	1.920.549	1.707.154
Derivativos	Desvalorização do dólar	103.341	102.429	92.186	81.943
Passivo	Risco	30 de setembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(1.101.912)	(1.092.183)	(1.201.401)	(1.310.620)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(2.764.867)	(2.740.457)	(3.014.503)	(3.288.548)
Debêntures	Valorização do dólar	(5.421.102)	(5.373.240)	(5.910.564)	(6.447.889)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.758.059)	(1.742.538)	(1.916.792)	(2.091.047)
Derivativos	Valorização do dólar	(46.344)	(45.935)	(50.529)	(55.122)
Total da exposição líquida		(3.259.858)	(3.231.079)	(5.106.843)	(6.982.607)

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 30 de setembro de 2024 referente às expectativas de mercado para o exercício de 2024 (US\$ 1/R\$ 5,44). No cenário possível esta projeção foi majorada em 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada em 20%, ambas em relação ao cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Em 31 de dezembro de 2023 os cenários estão demonstrados abaixo, considerando a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN (US\$ 1,00/R\$ 5,00). No cenário possível esta projeção foi majorada em 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada em 20%.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR

30 de setembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ativo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2023	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	3.006	3.104	2.794	2.483
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	2.449.060	2.529.341	2.276.407	2.023.473
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	285.029	294.372	264.936	235.499
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	216.208	223.295	200.966	178.636
Derivativos	Desvalorização do dólar	102.711	106.078	95.470	84.862
Total da exposição líquida		(6.306.576)	(6.513.309)	(7.795.877)	(9.078.448)

Passivo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2023	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(199.717)	(206.264)	(226.890)	(247.517)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(2.324.967)	(2.401.180)	(2.641.299)	(2.881.417)
Debêntures	Valorização do dólar	(4.804.716)	(4.962.216)	(5.458.438)	(5.954.660)
Valor a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.963.077)	(2.027.428)	(2.230.171)	(2.432.913)
Derivativos	Valorização do dólar	(70.113)	(72.411)	(79.652)	(86.894)
Total da exposição líquida		(6.306.576)	(6.513.309)	(7.795.877)	(9.078.448)

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; (ii) cenário possível, considerando valorização de 10% sobre os preços do cenário provável; e (iii) cenário remoto, considerando valorização 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.

Assets	Risco	30 de setembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do Brent	56.997	(6.396)	(7.036)	(7.675)
Total da exposição líquida		56.997	(6.396)	(7.036)	(7.675)

Assets	Risco	31 de dezembro de 2023	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do Brent	32.598	(290.690)	(828.021)	(1.365.353)
Total da exposição líquida		32.598	(290.690)	(828.021)	(1.365.353)

Em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a receita total da 3R RNCE, 3R Bahia e 3R Potiguar tem 98% de exposição a flutuação do preço do *brent*.

35 . Compromissos assumidos

Abaixo apresentam-se compromissos assumidos pela Companhia em 30 de setembro de 2024:

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).

36 . Eventos subsequentes

Reorganização societária – incorporação de subsidiárias integrais e aquisição de participação societária

Em 08 de outubro de 2024, o Conselho de Administração aprovou a celebração do “Protocolo e Justificação de Incorporação da Enauta Participações pela 3R Petróleo e Gás S.A.” (“Protocolo e Justificação Enauta Participação”) e do “Protocolo e Justificação de Incorporação da 3R Operações Offshore Ltda pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.” (“Protocolo e Justificação 3R Operações Offshore” e, em conjunto com o Protocolo e Justificação Enauta Participações, “Protocolos e Justificação”).

Os Protocolos e Justificação, submetidos em conjunto com os respectivos laudos de avaliação e demais documentos pertinentes ao Conselho de Administração da Companhia, estabelecem os termos e condições da incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias integrais Enauta Participações e 3R Operações Offshore e foram submetidos à deliberação da assembleia geral extraordinária da Companhia realizada em 30 de outubro de 2024 e aprovados.

Em 1º de novembro de 2024, a Enauta Participações e a 3R Operações Offshore foram incorporadas, passando a 3R OG a suceder a Enauta Participações em todos os seus direitos e obrigações. A incorporação da Enauta Participações é uma etapa subsequente da operação de incorporação de ações realizadas pela 3R OG, que foi concluída em 31 de julho de 2024. A Enauta Participações terá seu registro de emissora de valores mobiliários cancelado junto à CVM e será extinta.

Em 11 de outubro de 2024, a Enauta Energia, por meio de aumento de capital com aporte em caixa no valor de R\$ 400 milhões, adquiriu 29% da participação societária na 3R Potiguar, mediante a emissão de 579.710.145 novas ações ordinárias ao preço de emissão aproximado de R\$ 0,69 (sessenta e nove centavos) por ação.

Atualização sobre o Campo de Atlanta

Em 21 de outubro a Companhia recebeu Ofício da ANP informando que a inspeção final dos sistemas de medição do FPSO Atlanta (Sistema Definitivo) ocorrerá no período entre 25 e 29 de novembro de 2024. Até o final de novembro, a Companhia concluirá o envio à ANP das respostas para as demais condicionantes para o início da operação do FPSO Atlanta. Em paralelo, a Companhia iniciará o processo de descomissionamento do FPSO Petrojarl a partir do início de novembro de 2024.

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Mauro Braz Rocha
Controller

Wagner Pinto Medeiros
Gerente de Contabilidade
CRC/RJ 086560/O-4

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES

Décio Fabrício Oddone da Costa (Diretor Presidente), Rodrigo Pizarro Lavallo da Silva (Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores), na qualidade de Diretores Estatutários da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Brava Energia"), declaram, nos termos do inciso VI, parágrafo 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022 e alterações introduzidas posteriormente, declaram que: reviram, discutiram e concordaram com as informações trimestrais - ITR da Companhia referentes ao período findo em 30 de setembro de 2024.

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2024.

Décio Oddone

Décio Fabricio Oddone da Costa

Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro

Rodrigo Pizarro Lavallo da Silva

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES

Décio Fabricio Oddone da Costa (Diretor Presidente), Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva (Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores), na qualidade de Diretores Estatutários da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Brava Energia"), declaram, nos termos do inciso V, parágrafo 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022 e alterações introduzidas posteriormente, declaram que: reviram, discutiram e concordaram com as opiniões expressas no Relatórios dos auditores independentes da Companhia referente às informações trimestrais - ITR Companhia, relativas ao período findo em 30 de setembro de 2024.

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2024.

Décio Oddone

Décio Fabricio Oddone da Costa

Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro

Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA

O Comitê de Auditoria Estatutário da 3R Petroleum Óleo e Gás 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 parecer dos auditores independentes relativos ao período findo em 30 de setembro de 2024, e, considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, não identificou nenhum ponto que indique que as referidas informações trimestrais - ITR da Companhia foram elaboradas em desacordo com as normas contábeis vigentes, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Rio de Janeiro, 12 de novembro de 2024.

ROGÉRIO PAULO CALDERÓN PERES
Coordenador do Comitê de Auditoria

HARLEY LORENTZ SCADOELLI
Membro do Comitê de Auditoria e Presidente do Conselho de Administração

ANDRÉ MARCELO DA SILVA PRADO
Membro do Comitê de Auditoria

RICARDO FRAGA
Membro do Comitê de Auditoria

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Brava Energia"), no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Conselho Fiscal, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu ao exame e análise das informações trimestrais - ITR da Companhia, acompanhadas do parecer dos auditores independentes relativo ao período findo em 30 de setembro de 2024, e, considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos auditores independentes, recomendaram a aprovação pelo Conselho de Administração das informações trimestrais - ITR da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("Brava Energia") correspondentes ao período findo em 30 de setembro de 2024, devidamente auditadas pela KPMG Auditores Independentes, conforme Lei das Sociedades por Ações e Estatuto Social da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A ("Brava Energia").

Rio de Janeiro, 11 de novembro de 2024.

ROGÉRIO GONÇALVES MATTOS
Membro efetivo do Conselho Fiscal

ROGÉRIO TOSTES LIMA
Membro efetivo do Conselho Fiscal

FABIO ANTUNES LOPES
Membro efetivo do Conselho Fiscal