

Enauta Participações S.A.

Relatório sobre a Revisão de
Informações Trimestrais do
Período de Três Meses Findo em
31 de Março de 2022

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.

Enauta divulga resultados do 1T22

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2022 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do primeiro trimestre de 2022. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) e as práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”), conforme descrito na seção financeira deste relatório.

Principais Indicadores	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	629,6	180,7	248,4%	686,5	-8,3%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	432,9	123,4	250,8%	1.293,4	-66,5%
Margem EBITDAX	68,8%	68,3%	0,5 p.p.	188,4%	-119,6 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	(98,2)	(15,8)	521,5%	690,7	-114,2%
Caixa Líquido ² - R\$ milhões	2.235,4	1.584,6	41,1%	2.884,6	-22,5%
CAPEX realizado - US\$ milhões	146,2	6,5	2.149,2%	7,1	1.959,2%
Produção Total (mil boe)	1.589,5	1.052,8	51,0%	2.037,4	-22,0%
Produção de Óleo (mil bbl)	814,7	205,0	297,4%	1.242,0	-34,4%
Produção de Gás (mil boe)	774,8	847,8	-8,6%	795,3	-2,6%

¹ EBITDAX: Lucro antes do IR, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização, mais despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais. Informação non GAAP não revisada pelos auditores independentes

² Caixa Líquido: Saldo de caixa (inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários) deduzido do Total de Empréstimos e Financiamentos.

DESTAQUES

- ▲ **EBITDAX atingiu R\$ R\$ 432,9 milhões no 1T22 (+250% vs. 1T21)**, impulsionado pelo reajuste de 17% no valor do gás de Manati a partir de janeiro e pelo **preço médio de venda de Atlanta de US\$ 112,5/barril**, líquido do hedge (+84,7% vs. 1T21).
- ▲ Geração de Caixa Operacional de cerca de **R\$ 200,0 milhões no 1T22**.
- ▲ **Posição de caixa¹ de aproximadamente US\$ 500 milhões²** para fazer frente aos investimentos futuros e oportunidades de negócios.
- ▲ **Mais de 90%** dos contratos do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta já firmados.
- ▲ Redução adicional do custo logístico em cerca de **US\$ 20 mil por dia a partir do 2T22**, em função da otimização da frota de barcos de apoio.
- ▲ **Dividendos declarados de R\$ 1,71 por ação**, conforme aprovado na Assembleia da Companhia em 26 de abril de 2022. **Pagamento previsto em 30 de maio de 2022**.
- ▲ **Retorno total aos acionistas de 74,9% da ENAT3 em 2022**.
- ▲ **Redução de 26% na intensidade de emissões de GEE** no Campo de Atlanta (1T22 vs. 1T21).
- ▲ Eleição de dois novos membros para o Conselho de Administração, **um aumento de 2 para 3 conselheiros independentes representando atualmente 43% do órgão**.

¹ Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

² R\$ 2,4 bilhões convertidos para US\$ em 31 de março de 2022



Mensagem da Administração

Começamos o ano de 2022 com alta do EBITDAX de mais de 250% na comparação anual, reflexo do forte desempenho operacional, ganhos de eficiência logística e momento favorável para o setor petrolífero. Nossa posição de caixa segue robusta, acima dos R\$ 2 bilhões. Também nesse trimestre, tivemos a aprovação do Sistema Definitivo (SD) de Atlanta e a possibilidade de prolongar o Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo, peças fundamentais na estratégia de crescimento da Enauta.

Amparados por nosso objetivo estratégico de construir o portfólio mais balanceado e com o maior potencial de geração de valor entre as empresas brasileiras independentes de exploração e produção (E&P), buscamos estar bem posicionados nas três etapas da cadeia: (1) geração de caixa no curto prazo com os ativos em produção; (2) desenvolvimento de ativos geradores de caixa no médio prazo, incluindo a aquisição de ativos, M&A e outras oportunidades de negócios; e (3) investimentos seletivos em atividades exploratórias.

Continuamos analisando diversas oportunidades e fontes de financiamento em reais e em moedas estrangeiras para financiar nossas necessidades de investimento. Além disso, nossa política de hedge pressupõe uma proteção de nossa capacidade de investimento de longo prazo. Pelo fato de termos majoritariamente nossos investimentos futuros atrelados a dólar, a Companhia optou por indexar grande parte de seus recursos disponíveis à moeda norte americana. Esse posicionamento diligente pode ter como consequência um impacto no resultado em períodos de maior volatilidade cambial. No primeiro trimestre do ano, o resultado da Companhia foi reduzido, principalmente, em função da variação cambial, bem como do impacto da baixa do poço exploratório da Bacia de Sergipe-Alagoas.

No final de abril, a Companhia divulgou um importante avanço em sua governança, com a eleição de dois novos membros para o Conselho de Administração. Com essa mudança, 43% do colegiado será composto por membros independentes. A eleição dos novos conselheiros traz uma diversidade de experiências, principalmente em mercado de capitais, que agregará ainda mais valor à Companhia. Também na AGOE foi aprovada a distribuição de dividendos totais no montante de R\$ 450 milhões, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. Nossos papéis fecharam o trimestre com valorização expressiva de 56%, uma das maiores rentabilidades na bolsa no ano de 2022 e a maior entre os principais *players* de óleo e gás. Seguimos focados na contínua geração de valor aos nossos acionistas.

Ambiental, Social e Governança (ESG)

No primeiro trimestre de 2022, permanecemos aprimorando nossa atuação nos aspectos ESG. Em março, divulgamos o nosso [11º Relatório Anual de Sustentabilidade](#) com base nas diretrizes do GRI e SASB. Também seguimos buscando aperfeiçoar nossos processos e controles e, para isso, estamos implementando um novo ERP na Companhia.

Nesse trimestre, aprovamos a Política de Gestão de Riscos Corporativos, que visa estabelecer as diretrizes gerais relacionadas ao processo de gerenciamento de riscos corporativos e avaliação de oportunidades. Dessa forma, fortalecemos uma visão integrada e incorporamos a cultura de riscos às tomadas de decisões estratégicas da Companhia.

Em 26 de abril de 2022, foram eleitos novos conselheiros independentes na Assembleia Geral da Enauta, aumentando a participação de independentes para 43% do órgão. Além disso, a nova composição apresenta uma diversidade de experiências, trazendo benefícios para a atuação do Conselho de Administração. Na mesma ocasião, foi decidida a não instalação do Conselho Fiscal para o exercício de 2022.



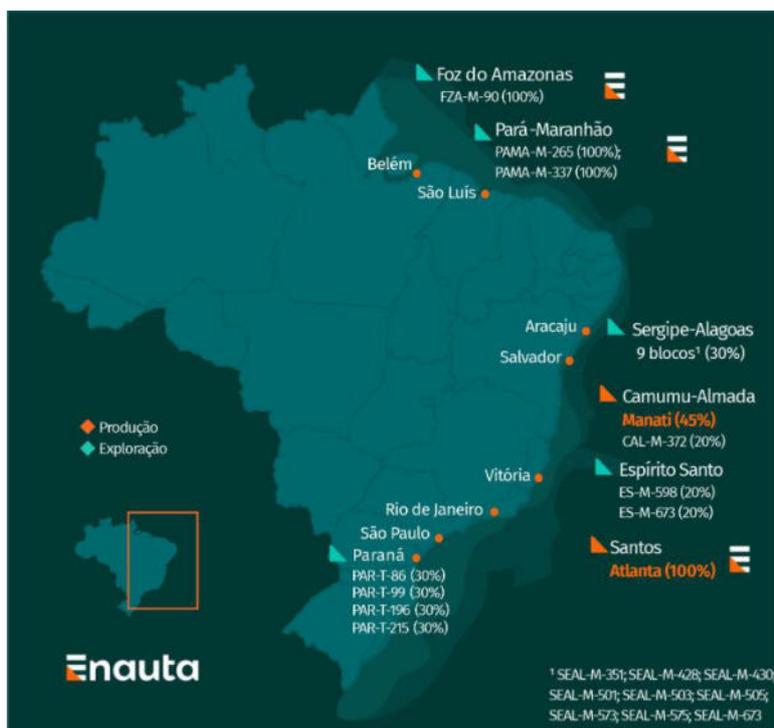
Desempenho Setorial

Iniciamos 2022 em um cenário de forte alta dos preços de petróleo, movimento já iniciado em 2021 com a reativação da demanda pelo fim das restrições sanitárias. No primeiro trimestre, o Brent rompeu a barreira dos US\$ 100/barril, maior patamar registrado pela commodity desde 2014, impulsionado pela concretização do conflito geopolítico entre Rússia e Ucrânia, que gerou oscilações na oferta, e pela demanda mundial crescente. No início de março, o Brent atingiu a máxima do trimestre, cotado a US\$ 133/barril, permanecendo na casa dos três dígitos até o fim do mês, a US\$ 107/barril. De acordo com relatório do JP Morgan, projeções de mercado apontam que o barril deve se manter acima dos US\$ 100/barril em 2023. Já para 2026 em diante, o mercado vem precificando uma cotação acima dos US\$ 90/barril de óleo.

O mercado de petróleo segue deficitário. O consolidado do primeiro trimestre registrou demanda diária de quase 100 milhões de barris, contra uma oferta diária de 98,6 milhões de barris. Essa defasagem representa um volume considerável em um cenário de estoques baixos da commodity e derivados, e demanda em nível acentuado. Exigências por projetos com proteção ao meio ambiente, acesso mais restrito a financiamento, entre outros fatores, implicaram em atrasos na produção e abandono de projetos. Alguns países têm se preocupado com a questão da autonomia energética, especialmente os europeus, levando à retomada de projetos de exploração e produção de petróleo.

Com relação ao mercado de gás natural, também observamos nos primeiros meses de 2022 um desequilíbrio entre oferta e demanda, com forte impacto nos preços, que seguem pressionados com a certificação do gás natural como “selo verde” pela Europa, além dele ser usado para a produção de hidrogênio, considerado uma energia mais limpa. Continuamos observando uma convergência estrutural entre os movimentos de preços de óleo e gás natural, mantendo o cenário positivo para produtores e exportadores dessas commodities. Nesse contexto, o Brasil se beneficia internamente dessa dinâmica, com a evolução da abertura do mercado de gás após o sancionamento do novo marco regulatório.

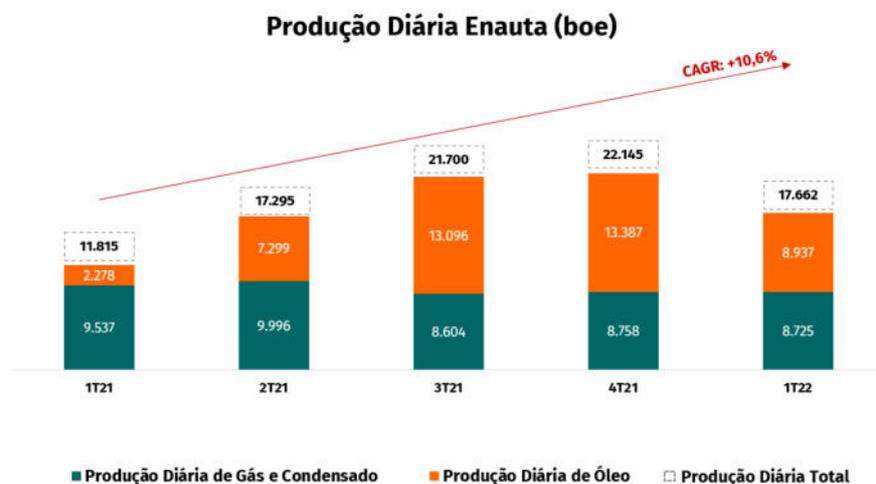
Portfólio de Ativos



Nota: A saída definitiva da Enauta do Bloco CAL-M-372 está sendo conduzida pelo Operador do Consórcio.



Desempenho Operacional



Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%; Operador

Dados Operacionais Atlanta

	1T22	1T21 ¹	Δ%	4T21	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	804,3	410,1	96,2%	1.231,6	-34,7%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	8,9	4,6	96,2%	13,4	-33,2%
Produção da Companhia (Mil bbl)	804,3	205,0	292,3%	1.231,6	-34,7%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	731,5	182,5	300,9%	1.356,0	-46,1%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,23	5,47	-4,4%	5,59	-6,4%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	112,5	60,9	84,7%	75,9	48,2%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-1	1-2	-	0-1	-

¹Em 25 de junho de 2021 foi assinado aditivo ao Contrato de Concessão do Bloco BS-4 (Campo de Atlanta), concluindo o processo de cessão dos 50% de participação para a Enauta Energia SA. Desde então, a Companhia passou a reportar 100% da produção do Campo.

PRODUÇÃO

A produção da Enauta em Atlanta aumentou 292,3% no 1T22 em comparação ao 1T21, resultado, principalmente, do aumento de participação da Companhia no Campo a partir do final de junho de 2021. Além disso, a produção do 1T22 foi reduzida, reflexo do reparo no sistema de aquecimento do FPSO.

Durante o 1T22, houve a paralisação preventiva da produção por nove dias para reparo e manutenção de um dos sistemas de bombeio submarino, com a consequente produção por apenas um poço por 24 dias. Com isso, a produção média diária foi de 8,9 mil barris de óleo, 96,2% acima da média do 1T21 e 33,2% abaixo da produção do Campo no 4T21. Atualmente, o Campo de Atlanta produz cerca de 12 mil barris por dia e passará a produzir 15,5 mil por dia a partir do terceiro trimestre de 2022, quando mais um poço retornar à operação.



Está prevista a perfuração de um poço adicional no quarto trimestre de 2022 que aumentará a produção do Campo para mais de 20 mil barris de óleo. Esse novo poço substituirá um dos três poços conectados atualmente ao FPSO a partir do início de 2023, permitindo uma redundância adicional ao sistema de bombeio dos poços e fornecendo maior robustez ao sistema de produção. O valor estimado do poço e sua interligação ao sistema de produção é de US\$ 75 milhões, sendo US\$ 60 milhões para a perfuração e completação e o restante para interligação.

Para atender às exigências normativas do Ministério do Trabalho, a Companhia previa uma parada na unidade de cerca de 15 dias. Adicionalmente, os trabalhos requeridos para a recertificação do FPSO pela DNV (Det Norske Veritas), em função da extensão dos contratos de Afretamento e de Operação e Manutenção (O&M) do Petrojarl I por até dois anos, também precisam ser realizados com a suspensão da produção. Visando otimizar o período com a produção interrompida, será realizada apenas uma parada de 35 dias, ao invés de duas paradas que totalizariam 45 dias. Essas atividades estão programadas para iniciar em meados de junho de 2022 e terão um custo estimado em US\$ 30 milhões.

A capacidade de tratamento de água do Petrojarl I foi ampliada em 2021 para 8.500 barris por dia. Com a implantação da segunda fase deste projeto, no segundo semestre de 2022, a capacidade de tratamento de água será ampliada para 11.500 barris por dia, deixando de ser uma restrição à produção de óleo do Campo, mesmo com a extensão do contrato por mais 2 anos, este último, condicionado à recertificação do FPSO. O custo estimado para esta adaptação da planta de processo é de US\$ 8 milhões.

CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Atlanta, atualizada em 31 de dezembro de 2021, indicou que as reservas 2P de 100% totalizavam 105,7 milhões de bbl, um aumento de 7% em relação à certificação de 31 de dezembro de 2020, excluindo a produção de 2021. A variação é justificada pela otimização dos custos operacionais e melhorias no plano de desenvolvimento, o que compensou positivamente a produção realizada de óleo durante o ano de 2021.

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio do Crude Oil Sales Agreement (COSA), um contrato FOB, ou seja, que inclui os custos logísticos e de sobrestadia (*demurrage*). Em 29 de abril de 2021, a Enauta e a Shell firmaram um novo acordo de venda do óleo (Offtaken Agreement) com início em 1º de maio de 2021 e término ao final de 2022, estabelecendo um desconto fixo em relação ao Brent inferior a US\$ 1 por barril, que representa um prêmio em relação ao Brent quando comercializado na refinaria.

O óleo de Atlanta já é amplamente conhecido, com elevada demanda, mantendo uma grande diversidade de clientes no mercado internacional. Sua excelente qualidade, com baixíssimo teor de enxofre, impulsiona a demanda por esse tipo de óleo como “bunker” e óleo combustível para geração de energia. As exportações têm sido para Cingapura, um dos mais importantes centros de “bunker” e óleo combustível para geração térmica, de onde, após o *blend* são exportados especialmente para o Japão e a Coréia do Sul.

LIFTING COSTS²

O custo diário de US\$ 463,9 mil no 1T22 se manteve em linha ao trimestre imediatamente anterior e representou um aumento em relação ao mesmo período do ano anterior. No trimestre, a Companhia reduziu o número de barcos de apoio para otimizar a estrutura de custos. Apesar da adoção dessas medidas, o custo tem sido afetado pela alta do Brent que impacta a taxa de afretamento do FPSO, bem como o diesel consumido na operação. No 1T21, em função do período de interrupção da produção para reparos no FPSO, as taxas de afretamento não foram incorridas, o que reduziu o custo diário.



Lifting Costs

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	41,8	22,0	90,0%	42,7	-2,1%
Opex ¹ (US\$ mil/dia) sem afretamento	166,4	195,2	-14,8%	165,7	0,4%
Opex ¹ (US\$ mil/dia) com afretamento	463,9	244,5	89,7%	463,8	0,0%
Lifting cost sem afretamento (US\$/bbl)	18,6	42,7	-56,4%	12,4	50,0%

¹Opex: são custos para operar e manter os poços e seus equipamentos, bem como as instalações do Campo, de todo o óleo e gás produzido nessas instalações após os hidrocarbonetos terem sido descobertos, adquiridos e desenvolvidos para produção, sem considerar os impostos sobre a produção (inclusive os royalties). Esse valor difere do valor dos custos operacionais apresentados nas demonstrações financeiras (DFs) – informação essa não revisada pelos auditores independentes.

²Lifting costs são os valores de opex divididos pela produção.

SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA E SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

Em produção desde maio de 2018, o Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta foi concebido para produzir temporariamente, objetivando a obtenção de informações necessárias para o desenvolvimento do Sistema Definitivo (SD). Informações como produtividade dos poços, escoamento do óleo, características do FPSO e sistema de bombeio, tornaram possível a configuração de um sistema de produção mais adaptado, com menos riscos de reservatório, mais eficiente e robusto, feito para operar de forma contínua por pelo menos 20 anos. Com base neste conhecimento adquirido, a Companhia pôde com segurança aprovar e iniciar o SD em fevereiro de 2022.

Com início previsto em meados de 2024, o SD terá capacidade para produzir 50 mil barris de petróleo e processar 140 mil barris de água por dia. Em janeiro, a Companhia assinou a extensão por até dois anos do FPSO Petrojarl I visando a continuidade operacional do SPA durante a transição para o SD. A extensão dos contratos de maio de 2023 para maio de 2025 evita um período sem produção no Campo e otimiza a transferência para o Sistema Definitivo de Atlanta.

Atlanta possui um eficiente e atuante aquífero, que mantém o reservatório do Campo com pressão suficiente, evitando a necessidade de um sistema de injeção de água ou de gás, o que torna o projeto mais simples, com menos risco e com menor necessidade de investimento. O FPSO terá capacidade de armazenamento de óleo de 1,6 milhão de barris por dia, permitindo a redução dos custos logísticos e impactando positivamente o valor do óleo de Atlanta.

O investimento aprovado é de US\$ 1,2 bilhão, já incluídos cerca de US\$ 500 milhões referentes à compra e adaptação do FPSO. O investimento remanescente, cerca de US\$ 700 milhões, refere-se às atividades de perfuração dos poços, instalação dos sistemas de produção, equipamentos do sistema submarino e suas interligações.

Em janeiro de 2022, a Enauta, através de uma subsidiária indireta, adquiriu por US\$ 80 milhões um FPSO de oportunidade, assegurando a disponibilidade da unidade de produção para ser adaptada ao SD. Para tal, a Enauta contratou a Yinson Holdings Berhad (“Yinson”) através de um contrato Turnkey de *Engineering, Procurement, Construction and Installation* (“EPCI”), com garantia e Operação e Manutenção por 24 meses. O custo dessa adaptação, que está sendo realizada em um estaleiro em Dubai, será da ordem de US\$ 420 milhões.

Antes da entrega da unidade, a Yinson terá uma opção de compra do FPSO atrelada a um financiamento por um período de 15 anos. Caso a opção seja exercida, entrarão em vigor contratos de afretamento, operação e manutenção pelo mesmo período de 15 anos, com possibilidade de extensão por mais cinco anos, com valor total de US\$ 2,0 bilhões para os 20 anos. Nesse caso, o investimento do projeto será reduzido em US\$ 100 milhões.



OFERTA NÃO VINCULANTE PARA 50% DO CAMPO DE ATLANTA

Em 30 de março de 2022, a Enauta divulgou que recebeu uma oferta não vinculante e assinou um acordo que assegura período de exclusividade para *due diligence* e negociações confidenciais no âmbito de uma potencial venda de 50% de sua participação, sem operação, no Bloco BS-4. A oferta foi apresentada pela Karoon Energy Ltd e o acordo de exclusividade é válido até 31 de maio de 2022. As partes têm discricionariedade para prosseguir ou não com a operação.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Produção Total do Campo (milhões m ³)	273,7	299,5	-8,6%	281,0	-2,6%
Produção Média Diária do Campo (milhões m ³ /dia)	3,0	3,3	-9,1%	3,1	-3,2%
Produção referente a 45% da Companhia (milhões m ³)	123,2	134,8	-8,6%	126,4	-2,5%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,0 milhões de m³ no 1T22, redução de 9,1% em relação ao mesmo período do ano anterior e de 3,2% na comparação com o 4T21. Manati apresentou uma contribuição importante para o resultado do trimestre.

CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Manati, atualizada em 31 de dezembro de 2021, indicou que as reservas 2P de 100% totalizavam 4,2 bilhões de m³ de gás natural e 0,33 milhões de barris de condensado, que correspondem a cerca de 26,7 milhões de barris de óleo equivalente. Houve um aumento de 54% na reserva 2P, mesmo excluindo o volume produzido em 2021. Esse incremento foi devido, principalmente, a viabilização de uma nova condição técnica para operação da estação de compressores em terra, e na plataforma marítima, permitindo o maior aproveitamento das reservas de gás.

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

O início da perfuração do primeiro poço exploratório, 1-EMEB-3-SES, no prospecto Cutthroat, localizado no Bloco SEAL-M-428, teve início em 20 de fevereiro de 2022. A sonda foi liberada do local em 18 de abril de 2022. O custo do poço foi de US\$ 22,4 milhões líquidos para a Enauta. Embora não tenha sido constatada a ocorrência de hidrocarbonetos, o Consórcio realizará estudos complementares, integrando os dados amostrados à sua interpretação geológica regional, de forma a atualizar sua visão quanto ao potencial exploratório dos blocos situados em águas ultraprofundas na Bacia Sergipe-Alagoas. A Companhia não estima outras atividades exploratórias na região em 2022.



Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Campo de Atlanta	495,1	56,7	773,3%	568,2	-12,9%
Campo de Manati	134,5	124,0	8,5%	118,3	13,7%
TOTAL	629,6	180,7	248,4%	686,5	-8,3%

A Receita Líquida da Enauta atingiu R\$ 629,6 milhões no trimestre, um crescimento de 248,4% em relação ao 1T21, impulsionada, principalmente, pelo desempenho do Campo de Atlanta que respondeu por 75,3% da receita total.

No 1T22, a receita líquida do Campo de Atlanta aumentou 773,3% quando comparada ao 1T21, devido: (i) à forte alta da commodity no período; (ii) à valorização do óleo – redução do desconto para menos de US\$ 1,0 em relação ao Brent, incluindo custos logísticos; e (iii) ao aumento da participação da Companhia de 50% para 100% a partir de 25 de junho de 2021.

A receita do Campo de Manati teve um crescimento de 8,5% em 1T22, resultado principalmente do reajuste anual do preço do gás, que foi de 17%, a partir de janeiro de 2022.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Atlanta (R\$ milhões)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Custos de produção	106,9	(10,7)	-1.099,1%	91,9	16,3%
Custos de manutenção	10,8	0,0	NA	23,9	-54,8%
Royalties	21,1	4,2	402,4%	36,3	-41,9%
Depreciação e amortização	136,2	69,0	97,4%	269,4	-49,4%
TOTAL	275,1	62,5	340,2%	421,5	-34,7%

Campo de Manati (R\$ milhões)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Custos de produção	16,1	17,0	-5,3%	10,1	59,4%
Custos de manutenção	0,0	0,0	NA	14,9	NA
Royalties	10,5	9,7	8,2%	9,2	14,1%
Participação Especial	(0,4)	0,0	NA	0,2	-300,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	-	NA	-	NA
Depreciação e amortização	12,8	21,3	-39,9%	18,4	-30,4%
TOTAL	39,0	48,0	-18,8%	52,8	-26,1%

Custos Operacionais Totais

314,1	110,5	184,3%	474,3	-33,8%
--------------	--------------	---------------	--------------	---------------

Os custos operacionais totais no 1T22 foram de R\$ 314,1 milhões, 184,3% maiores em comparação ao 1T21, refletindo o reconhecimento de 100% da participação em Atlanta, bem como o incremento do custo de afretamento, principalmente relacionado ao Brent. No 1T21, não foram incorridos custos relacionados ao afretamento durante parte do período, em função da parada na produção para reparo, que também reduziu a depreciação naquele período.



Os custos operacionais de Manati no 1T22 foram 18,8% menores em comparação aos registrados no 1T21, resultado, principalmente, dos menores custos de depreciação e amortização, impactados pela nova certificação de reservas 1P.

Campo de Atlanta (R\$ milhões)

	1T22 Ex-IFRS	1T21 Ex-IFRS	Δ%	4T21 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	222,7	53,5	316,3%	253,6	-12,2%
Royalties	23,6	4,2	461,9%	36,6	-35,5%
Depreciação e amortização	58,3	32,2	81,1%	178,5	-67,3%
TOTAL	304,6	89,9	238,8%	468,7	-35,0%

Nota: Dados não auditados.

Campo de Manati (R\$ milhões)

	1T22 Ex-IFRS	1T21 Ex-IFRS	Δ%	4T21 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	28,3	29,8	-5,0%	37,3	-24,1%
Royalties	8,0	9,7	-17,5%	9,2	-13,0%
Participação especial	-	-	NA	0,2	NA
Pesquisa & Desenvolvimento	-	-	NA	-	NA
Depreciação e amortização	7,1	15,4	-53,9%	13,4	-47,0%
TOTAL	43,4	54,9	-20,9%	60,1	-27,8%

Custos Operacionais Totais

	1T22 Ex-IFRS	1T21 Ex-IFRS	Δ%	4T21 Ex-IFRS	Δ%
	348,0	144,8	140,3%	528,8	-34,2%

Nota: Dados não auditados.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati totalizaram R\$ 43,4 milhões, 20,9% abaixo do 1T21. Já em Atlanta, os custos aumentaram 238,8%, totalizando R\$ 304,6 milhões, em função principalmente da alteração de participação no Campo e do reparo realizado no FPSO no 1T21.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 105,1 milhões no 1T22. Haviam sido de R\$ 17,0 milhões no 1T21. No 1T22 foi realizada a baixa do poço exploratório no Bloco SEAL-M-428, onde não se constatou a ocorrência de hidrocarbonetos, no montante de R\$ 93,5 milhões.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

(R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Despesas com Pessoal	20,5	19,2	6,8%	28,8	-28,8%
Alocação Projetos de E&P	(10,5)	(8,7)	20,7%	(10,5)	0,0%
Outras Despesas Administrativas	12,6	9,5	32,6%	22,6	-44,2%
TOTAL	22,5	20,0	12,5%	40,9	-45,0%

Em 1T22, as Despesas Gerais e Administrativas (G&A) apresentaram um aumento de 12,5% em relação à 1T21. Esse aumento é resultado da contabilização pro rata do PLR anual no trimestre e dos gastos relacionados à implementação do novo ERP.

**RENTABILIDADE**

(R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	339,4	123,3	175,3%	1.293,4	-73,8%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	93,5	0,1	NA	0,02	NA
EBITDAX⁽³⁾	432,9	123,4	250,8%	1.293,4	-66,5%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	53,9%	68,2%	-14,3 p.p.	188,4%	-134,5 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	68,8%	68,3%	0,5 p.p.	188,4%	-119,6 p.p.

Nota: Dados não auditados.

(1) O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela Enauta. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A Enauta usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.

(2) Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais. Inclui penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local.

(3) O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais. Non GAAP não revisado pelos auditores independentes.

(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

(5) EBITDAX dividido pela receita líquida. Non GAAP não revisado pelos auditores independentes.

O EBITDAX do 1T22 atingiu R\$ 432,9 milhões, 250,8% maior quando comparado ao 1T21. Os principais efeitos que guiaram esse resultado foram: (i) a contabilização de 100% do resultado do Campo de Atlanta; (ii) a alta do Brent no trimestre; e (iii) valorização comercial do óleo de Atlanta na comparação trimestral.

RESULTADO FINANCEIRO

No 1T22, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 328,6 milhões, comparado ao saldo negativo de R\$ 59,1 milhões no 1T21. Esse resultado foi impactado pela valorização do real em relação ao dólar, que foi de 15% no período. A Companhia vem aumentando o montante do seu caixa em dólares de forma a proteger a sua capacidade de investimento, tendo aumentado de 60% para 95% do final de 2021 para o final do 1T22.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 1T22 fechou com saldo negativo de R\$ 403,6 milhões. A queda deve-se principalmente à rentabilidade de aplicações financeiras e à despesa de variação cambial majoritariamente advinda do aumento das aplicações financeiras em dólares e dos recebíveis da venda de óleo.

LUCRO LÍQUIDO

(R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	339,4	123,3	175,3%	1.293,4	-73,8%
Amortização	(149,6)	(90,8)	64,8%	(288,3)	-48,1%
Resultado Financeiro	(328,6)	(59,1)	456,0%	39,3	NA
Imposto de Renda / Contribuição Social	40,7	10,8	276,9%	(353,7)	-111,5%
Lucro Líquido	(98,2)	(15,8)	521,5%	690,7	-114,2%

(1) O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela Enauta. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A Enauta usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.



No 1T22, o prejuízo líquido totalizou R\$ 98,2 milhões. No 1T21 havia sido reportado um prejuízo de R\$ 15,8 milhões. A diferença é reflexo da variação no resultado financeiro que migrou de uma despesa de R\$ 59,1 milhões para uma de R\$ 328,6 milhões. Embora a Companhia tenha registrado um EBITDAX bem superior ao do mesmo trimestre do ano anterior, a variação do câmbio fez a companhia registrar prejuízo no período.

(R\$ milhões)	1T22 Ex-IFRS	1T21 Ex-IFRS	Δ%	4T21 Ex-IFRS	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	223,4	(37,8)	-691,0%	1.144,0	-80,5%
Amortização	(65,8)	48,5	-235,7%	(192,4)	-65,8%
Resultado Financeiro	(407,0)	(5,0)	NA	74,1	-649,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	78,6	(1,5)	NA	(328,7)	-123,9%
Lucro Líquido	(170,8)	4,2	NA	697,0	-124,5%

Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

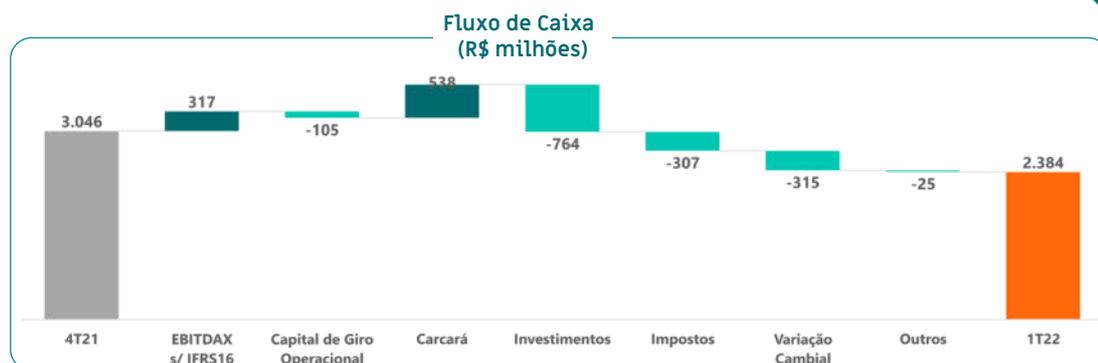
POSIÇÃO DE CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)

Em 31 de março de 2022, a Companhia registrou saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 2,4 bilhões, 21,7% inferior ao 4T21, devido: (i) ao desembolso de R\$ 379 milhões relativo a conclusão da compra do FPSO Atlanta para o Sistema Definitivo do Campo de Atlanta; (ii) aos gastos relacionados à reforma e melhoria na planta de tratamento de água do FPSO Petrojarl I, no montante de R\$ 65 milhões; (iii) aos gastos com a mobilização, taxas e adaptação do FPSO, no montante de R\$ 199 milhões; (iv) ao pagamento de IRPJ/CSLL no montante de R\$ 307 milhões impactado principalmente pelo resultado da venda do bloco BM-S-8 (Carcará) e (v) à variação cambial atribuída ao caixa dolarizado no montante de R\$ 314,6 milhões. No trimestre, a Companhia apresentou uma geração de caixa operacional de R\$ 207 milhões, contribuindo para a financiabilidade do desenvolvimento do Campo de Atlanta.

Em 31 de março de 2022, 95% dos recursos da Companhia estavam indexados ao dólar norte americano através de caixa offshore e fundo cambial com objetivo de hedge. Embora esses recursos tenham apresentado rentabilidade positiva em dólares, quando foram convertidos para reais, geraram uma variação cambial negativa de 15%, refletindo a desvalorização dessa moeda no período. A dolarização recente dos recursos faz parte da Política de Hedge da Companhia, que prevê a manutenção da capacidade de investimento no médio e longo prazo. No horizonte dos próximos anos, a Enauta tem compromissos relevantes em dólar, em função da implementação do SD de Atlanta.

Os 5% remanescentes dos recursos são aplicados em instrumentos de renda fixa em Reais com perfil conservador. O retorno médio anual das aplicações foi, em média, de 101,35% do CDI.

O CAPEX realizado no primeiro trimestre de 2022 totalizou US\$ 146,2 milhões, sendo destinado em grande parte ao Campo de Atlanta, cerca de US\$ 130 milhões. Este valor inclui a aquisição do FPSO Atlanta, que atuará no Sistema Definitivo do Campo e o início da adaptação da unidade. Além dos investimentos em Atlanta, a Companhia despendeu US\$ 10,7 milhões nos blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas e US\$ 5,1 milhões no pagamento do Programa Exploratório Mínimo do bloco devolvido na Bacia do Ceará.



ENDIVIDAMENTO

(R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Dívida Total	148,2	202,6	-26,9%	161,5	-8,2%
Saldo de Caixa*	2.383,6	1.787,3	33,4%	3.045,9	-21,7%
Dívida Líquida Total	(2.235,4)	(1.584,6)	41,1%	(2.884,5)	-22,5%
Dívida Líquida/EBITDAX	(0,7)	(2,2)	1,3x	(1,0x)	0,3x

* Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

A dívida da Companhia é composta por financiamentos obtidos junto à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil (BNB). O endividamento total em 31 de março de 2022 era de R\$ 148,2 milhões, comparados aos R\$ 161,5 milhões registrados ao final de 2021, refletindo as amortizações de principal e juros realizadas no primeiro trimestre.

Após a conclusão do processo de saída definitiva do Bloco CAL-M-372, o financiamento do BNB deverá ter o vencimento antecipado para setembro de 2022. Quando do repagamento, montantes colateralizados (caixa restrito) serão liberados, reduzindo impacto no caixa disponível da Companhia.

DIVIDENDOS

A Assembleia Geral Ordinária realizada em 26 de abril de 2022 aprovou a distribuição de dividendos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 no valor total de R\$ 450.000.000,00, equivalente ao montante de R\$ 1,70841511833 por ação ordinária. Os dividendos serão pagos tendo como base a posição acionária da data da Assembleia e, a partir de 27 de abril de 2022, inclusive, todas as ações passaram a ser negociadas ex dividendos. O pagamento será efetuado no dia 30 de maio de 2022.

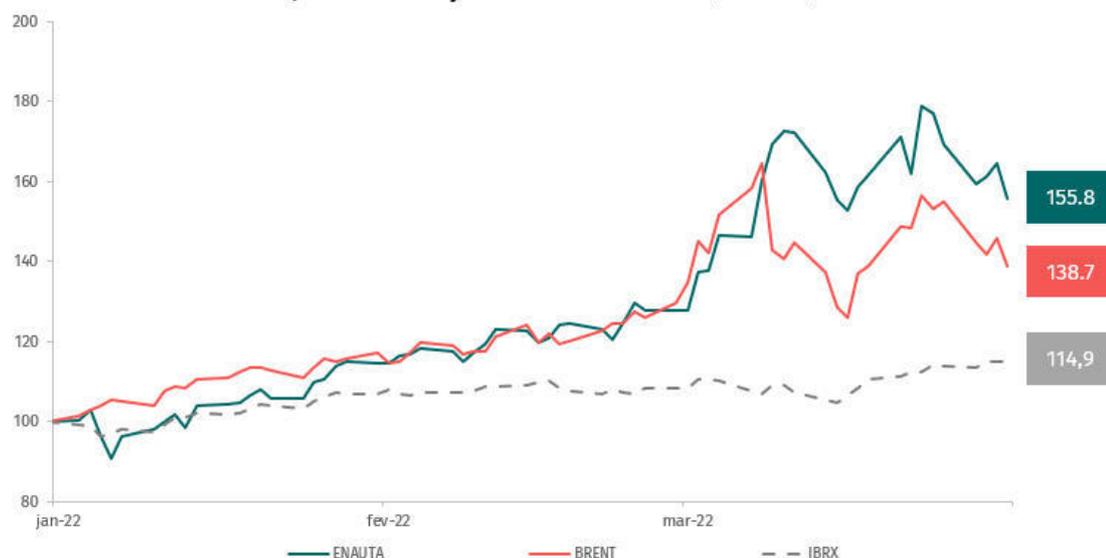
Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 1T22 cotada a R\$ 20,74, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 5,5 bilhões, valorização de 31,3% em relação à cotação registrada em 31 de março de 2021 e valorização de 55,8% em relação à cotação de 31 de dezembro de 2021. O volume médio diário da ENAT3 também apresentou um aumento substancial de 85,5%, atingindo R\$ 37,4 milhões no 1T22, ante R\$ 20,1 milhões no 4T21.

Em 31 de março de 2022, 93% das ações da Enauta pertenciam a pessoas jurídicas e 7% a pessoas físicas, totalizando mais de 40 mil acionistas, número muito superior a dos últimos anos. Dos investidores institucionais, aproximadamente 75% eram fundos estrangeiros.

**ENAT3****31/mar/2022**

Market Cap (R\$ bilhões)	5,51
Total de ações emitidas	265.806.905
Varição do preço 52 semanas (%)	31,3%
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	13,31
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	20,74
Volume médio diário de negociação no 1T22 (R\$ milhões)	37,35

Desempenho das cotações ENAT3 x Brent x IBRX (Base 100)

Até esta data, a Companhia contava com coberturas de sete equipes de analistas de investimento, representando bancos e corretoras nacionais e estrangeiros. Dessas, três recomendam “COMPRA” e quatro recomendam “NEUTRO”. O maior preço-alvo para as ações da Companhia é de R\$ 32,00, e o menor é de R\$ 13,00. O preço-alvo médio é de R\$ 20,21 por ação.

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas e Administradores da
Enauta Participações S.A.

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da Enauta Participações S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2022, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2022 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com a norma 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 - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas

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

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações financeiras intermediárias anteriormente referidas incluem as demonstrações do valor adicionado - DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2022, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da norma internacional IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das Informações Trimestrais - ITR, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2022


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" RJ


John Alexander Harold Auton
Contador
CRC nº 1 RJ 078183/O-2

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE MARÇO DE 2022
(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	220	307	1.054.405	830.416
Títulos e valores mobiliários	5	9.331	10.748	1.329.169	2.215.575
Contas a receber	6	-	-	372.001	306.787
Estoques	9	-	-	27.770	12.928
Impostos e contribuições a recuperar	12.1	1.364	1.309	8.069	21.151
Contas a receber - Partes relacionadas	10	-	-	144	197
Dividendos a receber	13	50.635	50.635	-	-
Créditos com parceiros	8	-	-	50.273	5.382
Instrumentos financeiros	29	-	-	332	9.769
Outras contas a receber	7	-	-	-	563.631
Outros		355	-	40.732	25.832
Total do ativo circulante		<u>61.905</u>	<u>62.999</u>	<u>2.882.895</u>	<u>3.991.668</u>
NÃO CIRCULANTE					
Caixa restrito	11	-	-	333.002	366.655
Impostos e contribuições a recuperar	12.1	-	-	70.671	69.620
Outros ativos não circulantes		-	-	88.498	41.383
Investimentos	13	3.934.998	4.116.599	-	-
Imobilizado	14	-	-	1.537.383	924.569
Intangível	15	-	-	774.415	780.136
Arrendamentos - direito de uso	16	-	-	425.802	514.888
Total do ativo não circulante		<u>3.934.998</u>	<u>4.116.599</u>	<u>3.229.771</u>	<u>2.697.251</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>3.996.903</u>	<u>4.179.598</u>	<u>6.112.666</u>	<u>6.688.919</u>
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores	17	346	364	416.709	194.411
Arrendamentos	16	-	-	331.063	419.548
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	130.346	134.641
Impostos e contribuição a recolher	12.2	109	1.146	33.993	361.748
Remuneração e obrigações sociais		99	100	30.293	27.146
Contas a pagar - partes relacionadas	10	11.428	12.056	-	-
Dividendos a pagar		20	20	20	20
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	2.237	2.675
Obrigações de consórcios	21	-	-	7.324	34.278
Provisão de multas		-	-	40.414	38.311
Outras obrigações		-	-	39.173	11.943
Total passivo circulante		<u>12.002</u>	<u>13.686</u>	<u>1.031.572</u>	<u>1.224.721</u>
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	17	-	-	72.960	-
Arrendamentos	16	-	-	110.085	216.173
Provisão para abandono	20	-	-	678.737	791.180
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	17.813	26.844
Impostos e contribuição a recolher	12.2	-	-	8.869	8.666
Obrigações de consórcio	21	-	-	57.922	57.922
IR e CSLL diferidos	12.4	-	-	149.807	197.501
Total do passivo não circulante		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.096.193</u>	<u>1.298.286</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social integralizado	30	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital	30	30.131	30.759	30.131	30.759
Reserva de lucros	30	1.971.992	1.971.992	1.971.992	1.971.992
Outros resultados abrangentes		27.857	112.446	27.857	112.446
Ações em tesouraria	31	(24.954)	(27.401)	(24.954)	(27.401)
Prejuízo líquido do período		(98.241)	-	(98.241)	-
Total do patrimônio líquido		<u>3.984.901</u>	<u>4.165.912</u>	<u>3.984.901</u>	<u>4.165.912</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>3.996.903</u>	<u>4.179.598</u>	<u>6.112.666</u>	<u>6.688.919</u>

As notas explicativas são parte integrante das Informações Financeiras Trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2022 E 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
RECEITA LÍQUIDA	22	-	-	629.606	180.728
CUSTOS	23.1	-	-	(314.079)	(110.474)
LUCRO BRUTO		-	-	315.527	70.254
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS					
Gerais e administrativas	23.2	(2.120)	(1.454)	(22.538)	(19.953)
Equivalência patrimonial	13	(96.384)	(14.396)	-	(340)
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	24	-	-	(105.098)	(16.950)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	25	-	-	1.855	(490)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		(98.504)	(15.850)	189.746	32.521
Rendimento das aplicações financeiras	26	242	55	(126.771)	24.070
Outras receitas e despesas financeiras	26	21	3	(201.878)	(83.176)
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO		263	58	(328.649)	(59.106)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		(98.241)	(15.792)	(138.903)	(26.585)
Imposto de renda e contribuição social correntes	12.3	-	-	(6.485)	(814)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.3	-	-	47.147	11.607
PREJUÍZO DO PERÍODO		(98.241)	(15.792)	(98.241)	(15.792)
PREJUÍZO LÍQUIDO DO PERÍODO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	30	(0,37)	(0,06)		

As notas explicativas são parte integrante das Informações Financeiras Trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2022 E 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
Prejuízo do período		(98.241)	(15.792)	(98.241)	(15.792)
Outros resultados abrangentes					
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		(5.926)	9.617	(5.926)	9.617
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	13	(78.663)	7.148	(78.663)	7.148
Resultado abrangente do período		<u>(182.830)</u>	<u>973</u>	<u>(182.830)</u>	<u>973</u>

As notas explicativas são parte integrante das Informações Financeiras Trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2022 E 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Reserva de capital		Reserva de lucros		Outros resultados abrangentes	Dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	Ações em tesouraria	Prejuízos acumulados	Total
		Capital social integralizado	Plano de opções de ações	Reserva legal	Reserva de Investimentos					
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2021		2.078.116	30.084	98.413	429.033	102.080	50.999	(33.245)	-	2.755.480
Ajustes acumulados de conversão	13	-	-	-	-	7.148	-	-	-	7.148
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	9.617	-	-	-	9.617
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do plano de opção de ação	30	-	797	-	-	-	-	5.481	-	6.278
Prejuízo líquido do período	30	-	-	-	-	-	-	-	(15.792)	(15.792)
SALDOS EM 31 DE MARÇO DE 2021		2.078.116	30.881	98.413	429.033	118.844	51.001	(27.764)	(15.792)	2.762.731
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2022		2.078.116	30.759	170.641	1.761.896	112.446	39.455	(27.401)	-	4.165.912
Ajustes acumulados de conversão	13	-	-	-	-	(78.663)	-	-	-	(78.663)
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	(5.926)	-	-	-	(5.926)
Realização do plano de opção de ação	30	-	(628)	-	-	-	-	2.447	-	1.819
Prejuízo líquido do período	30	-	-	-	-	-	-	-	(98.241)	(98.241)
SALDOS EM 31 DE MARÇO DE 2022		2.078.116	30.131	170.641	1.761.896	27.857	39.455	(24.954)	(98.241)	3.984.901

As notas explicativas são parte integrante das Informações Financeiras Trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2022 E 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
RECEITAS		-	-	674.643	214.652
Vendas de gás e óleo		-	-	517.024	188.398
Outras receitas		-	-	147.482	18.649
Receitas relativas à construção de ativos próprios		-	-	10.137	7.605
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		(378)	(471)	(251.924)	(30.934)
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	(232.933)	(20.185)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(378)	(471)	(18.991)	(10.749)
Outros		-	-	-	-
VALOR (UTILIZADO) ADICIONADO BRUTO		(378)	(471)	422.719	183.718
DEPRECIÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	14/15	-	-	(149.616)	(90.752)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(378)	(471)	273.103	92.966
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		(96.111)	(14.329)	(109.779)	24.613
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos		(96.384)	(14.396)	-	(340)
Receitas financeiras	26	273	67	(117.442)	23.006
Outros		-	-	7.663	1.947
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		<u>(96.489)</u>	<u>(14.800)</u>	<u>163.324</u>	<u>117.579</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		1.413	781	14.231	13.098
Benefícios		43	42	2.389	1.858
F.G.T.S		-	-	791	746
Outros		3	-	908	12
		<u>1.459</u>	<u>823</u>	<u>18.319</u>	<u>15.714</u>
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		283	160	(24.136)	4.904
Estaduais		-	-	16.878	14.522
Municipais		-	-	31.311	13.991
		<u>283</u>	<u>160</u>	<u>24.053</u>	<u>33.417</u>
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		-	-	22.631	11.283
Aluguéis		-	-	321	181
Despesas bancárias		10	9	3.468	17.734
Variação monetária / cambial		-	-	192.773	55.042
		<u>10</u>	<u>9</u>	<u>219.193</u>	<u>84.240</u>
Remuneração de capitais próprios:					
Resultado líquido do período	30	<u>(98.241)</u>	<u>(15.792)</u>	<u>(98.241)</u>	<u>(15.792)</u>
		<u>(98.241)</u>	<u>(15.792)</u>	<u>(98.241)</u>	<u>(15.792)</u>
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		<u>(96.489)</u>	<u>(14.800)</u>	<u>163.324</u>	<u>117.579</u>

As notas explicativas são parte integrante das Informações Financeiras Trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2022 E 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Prejuízo do período		(98.241)	(15.792)	(98.241)	(15.792)
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:					
Equivalência patrimonial		96.384	14.396	-	340
Amortização e depreciação	14/15	-	-	67.080	54.356
Amortização e depreciação - IFRS 16	16	-	-	90.565	51.718
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.4	-	-	(47.147)	(11.607)
Encargos financeiros IFRS 16	16	-	-	8.224	11.155
Encargos provisão de abandono	20	-	-	2.557	-
Variação cambial IFRS 16	16	-	-	(89.067)	52.657
Encargos financeiros - empréstimos	18	-	-	2.059	2.577
Baixa de imobilizado / intangível	14/15	-	-	97.063	-
Plano de opção de ação	30	-	-	-	6.278
Provisão para imposto de renda e contribuição social	12.3	-	-	6.485	814
Outras Provisões		-	-	1.514	(225)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber de clientes	6	-	-	(65.214)	(68.466)
Estoques		-	-	(14.842)	(3.483)
Outros contas a receber	7	-	-	563.631	-
Impostos a recuperar	12.2	(56)	(557)	12.031	-
Partes relacionadas	10	-	16.150	53	(40)
Instrumentos financeiros		-	-	3.511	(9.004)
Outros ativos		(355)	(112)	(41.947)	(18.989)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores		(18)	71	56.101	6.115
Impostos a recolher	12.2	(1.037)	(1.753)	(23.874)	7.564
Partes relacionadas	10	(628)	798	-	7.354
Obrigações de consórcios	21	-	(3)	(26.954)	-
Outros passivos		-	-	30.377	3.159
Juros pagos - empréstimos	18	-	-	(2.130)	(3.264)
Juros pagos - arrendamentos	16	-	-	(8.224)	-
Encargos provisão de abandono		-	-	-	2.159
Impostos pagos		-	-	(310.163)	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		<u>(3.951)</u>	<u>13.198</u>	<u>213.448</u>	<u>75.376</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa restrito	11	-	-	33.653	101.776
Aplicações financeiras	5	1.417	(18.691)	886.406	(100.292)
Adição de Imobilizado	14	-	-	(712.682)	(14.491)
Adição de intangível	15	-	-	-	(386)
Adiantamento a fornecedor de imobilizado		-	-	(64.959)	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		<u>1.417</u>	<u>(18.691)</u>	<u>142.418</u>	<u>(13.393)</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Amortização de empréstimo	18	-	-	(13.255)	(13.817)
Baixa de ações em tesouraria		2.447	5.481	1.819	-
Arrendamentos - direito de uso - Pagamentos	16	-	-	(109.528)	(80.878)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		<u>2.447</u>	<u>5.481</u>	<u>(120.964)</u>	<u>(94.695)</u>
Variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	(10.913)	7.148
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		<u>(87)</u>	<u>(12)</u>	<u>223.989</u>	<u>(25.564)</u>
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa no período:					
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		307	371	830.416	103.248
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período		220	359	1.054.405	77.684
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		<u>(87)</u>	<u>(12)</u>	<u>223.989</u>	<u>(25.564)</u>

As notas explicativas são parte integrante das Informações Financeiras Trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2022

(Valores expressos em milhares de Reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Enauta Participações S.A. (“Companhia” ou “Grupo” quando referida no consolidado) tem por objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócia, acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

A Companhia é uma sociedade anônima de capital aberto com sede na Avenida Almirante Barroso nº 52, sala 1301 (parte), Cidade e Estado do Rio de Janeiro, tem seus valores mobiliários negociados na B3 S.A. – Brasil Bolsa, Balcão e listados no segmento “Novo Mercado”. O bloco de controle da Companhia é formado pela Queiroz Galvão S.A. e pelo FIA Quantum.

Em linha com os objetivos estratégicos do Grupo, a Enauta Energia S/A (“Enauta Energia”), subsidiária integral da Companhia, atua no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão, seja de forma associada com outras empresas (consórcios) ou com a totalidade de participação nas operações.

Em 31 de março de 2022 a Enauta Energia detinha o direito de participação em 21 consórcios (22 consórcios em 2021), sendo operadora em 1 em fase de produção.

Blocos em fase de produção:

Bloco BS-4 - Campo de Atlanta

O campo de Atlanta teve sua produção iniciada em maio de 2018. O óleo é produzido pelo FPSO Petrojarl I e é vendido para a Shell Western Supply & Trading Limited (“Shell”), que contratou a compra do óleo do Sistema de Produção Antecipada (“SPA”) do campo.

No contexto do consórcio formado entre a Dommo Energia S.A (“Dommo”), a Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. (“Barra Energia”) e a Enauta Energia, a Dommo inadimpliu com suas obrigações de aporte financeiro em exercícios anteriores. Assim, Barra Energia em 2017 exerceu os direitos de retirada da Dommo no Bloco BS-4, nos termos do disposto no contrato de operações conjuntas do consórcio (“JOA”).

Como consequência, a Dommo iniciou procedimentos arbitrais questionando sua retirada. Em razão desses processos arbitrais entre as partes do consórcio, foi assinado em 28 de abril de 2021 um acordo entre Enauta Energia e a Dommo extinguindo todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta, que se iniciaram após o exercício da notificação de retirada da Dommo pela Barra Energia. O acordo prevê a extinção de todos os processos e litígios existentes entre as duas partes, incluindo as afiliadas, bem como restringe novos litígios. Assim, a transferência da participação dos 20% da Dommo já realizada para a Enauta em 2017 não será mais objeto de qualquer litígio no contexto do consórcio.

O valor do acordo foi estabelecido em US\$ 2 milhões (equivalentes a R\$10.700 reconhecidos em 30 de abril de 2021), dos quais US\$ 1 milhão foi pago em 30 de abril de 2021 e o saldo remanescente no montante de US\$ 1 milhão (equivalente a R\$4.738 em 31 de março de 2022) será pago em quatro parcelas com vencimentos em abril e dezembro dos anos a findarem-se em 31 de dezembro de 2022 e de 2023.

Adicionalmente, no contexto do consórcio de Atlanta, em 21 de dezembro de 2020, a Enauta Energia celebrou acordo com a Barra Energia para assumir 100% de participação no Bloco BS-4, sendo esse processo à época sujeito à aprovação por parte da Agência Nacional de Petróleo (“ANP”).

Sua conclusão ocorreu em 25 de junho de 2021, quando da aprovação da modalidade de garantia corporativa como instrumento de garantia financeira de descomissionamento do campo de Atlanta. Com essa aprovação definitiva da ANP, conclui-se a transferência de 50% dos direitos e obrigações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Campo e a Enauta Energia passou a reconhecer a totalidade dos resultados de Atlanta em suas informações financeiras individuais e consolidadas. O acordo assinado com a Barra Energia previa uma transferência de US\$ 43,9 milhões (equivalente a aproximadamente R\$216.000 em 25 de junho de 2021) para a Enauta Energia, referente às operações de abandono futuro dos três poços e ao descomissionamento das instalações existentes no Campo de Atlanta, quando da desistência do parceiro, valor esse recebido pela Companhia em 28 de junho de 2021 (notas explicativas 15.1 e 20).

Essa transação de transferência dos 50% dos direitos e obrigações da Barra Energia foi analisada e concluída pela Administração no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 como uma combinação de negócios à luz do CPC 15 e IFRS 3 (nota explicativa 15 para referência) e assim refletida a partir de 30 de junho de 2021.

Em 26 de agosto de 2021, a Enauta Energia assinou memorando de entendimento com a Yinson Holdings Berhad por meio de sua subsidiária Yinson Acacia Ltd. para a negociação direta e exclusiva dos contratos de fornecimento do FPSO para o Sistema Definitivo do Campo de Atlanta.

Em continuidade dessas negociações, a Enauta Energia assinou em 20 de dezembro de 2021 uma Carta de Intenções (*Letter of Intention – Lol*) com a Yinson, contemplando as atividades iniciais relacionadas à engenharia de detalhamento e aos compromissos de *long lead items* para o FPSO OSX- 2 (atualmente denominado FPSO Atlanta).

Em 09 de fevereiro de 2022, a Enauta, por meio de sua subsidiária integral indireta, a AFPS BV (AFPS), adquiriu o FPSO OSX-2 pelo montante de US\$ 80 milhões (equivalente a R\$ 379.024 em 31 de março de 2022), atualmente denominado FPSO Atlanta.

A Lol considerava a adaptação do FPSO pela Yinson através de um Contrato *Turnkey de Engineering, Procurement, Construction and Installation* (“EPCI”), com garantia e Operação e Manutenção (“O&M”) por 24 meses. O custo de aquisição e adaptação previsto é de aproximadamente US\$ 500 milhões (aproximadamente R\$2.369.000 em 31 de março de 2022) – veja nota explicativa 28 com cronograma de compromissos relacionado a esse custo de aquisição e adaptação.

Antes do início da produção do Sistema Definitivo (SD), a qual é estimado para 2024 a Yinson terá uma opção de compra sobre as ações de emissão da empresa proprietária da unidade, a AFPS (nota explicativa 11). Esta opção de compra está atrelada a um financiamento a ser concedido pela Atlanta Field BV ao grupo Yinson. Caso exercida essa opção pela Yinson, além do início da vigência do financiamento, entrarão em vigor contratos de afretamento do FPSO Atlanta, operação e manutenção por um período de 15 anos, com possibilidade de extensão por mais cinco anos, com valor total previsto de aproximadamente US\$ 2 bilhões (aproximadamente R\$9.475.600 em 31 de março de 2022). A opção de compra se dará nas condições estabelecidas em contrato pelo valor equivalente ao valor patrimonial da AFPS na data de exercício da opção.

Bloco BCAM-40 - campo de Manati

Em 14 de agosto de 2020, a Enauta Energia celebrou contrato de alienação da totalidade de sua participação (45%) no campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O negócio à época estava sujeito a uma série de condições precedentes que deveriam ser cumpridas até 31 de dezembro de 2021. Após o cumprimento de todas essas condições, a Companhia faria jus a um valor de R\$560.000, sendo o fluxo de caixa da operação do campo de Manati, entre 1º de janeiro de 2021 e a data do efetivo fechamento da operação a ser transferido para a adquirente Gás Bridge S.A..

Com o término do prazo, a Companhia optou por não estender o prazo para cumprimento das condições precedentes e manter em seu portfólio o ativo Manati para a manutenção de geração de caixa pelos próximos exercícios.

Aquisição e baixas de blocos exploratórios:

Em 28 de junho de 2021, a Enauta Energia assinou os contratos de concessão dos blocos adquiridos em 04 de dezembro de 2020 com 30% de participação nos blocos terrestres PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99 na Bacia do Paraná no 2º Ciclo da Oferta Permanente realizado pela ANP. O consórcio é operado pela Eneva S.A. com 70% de participação. O valor do bônus de assinatura para estes blocos foi de R\$2.100, sendo R\$633 a parcela da Enauta, e que foi pago em dezembro de 2020. O Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) será executado em até 6 anos da data de assinatura do contrato de concessão.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 a Enauta Energia reconheceu a baixa do bloco exploratório CE-M-661, no montante de R\$37.068.

No período findo em 31 de março de 2022, a Companhia decidiu pela baixa de poço exploratório no Bloco SEAL-M-428, denominado 1-EMEB-3-SES, que após concluída a perfuração, perfilagem e avaliação final ao final do primeiro trimestre findo em 31 de março de 2022, não se constatou a ocorrência de hidrocarbonetos. A baixa foi no montante total de R\$96.878, sendo que desses, R\$ 18.133 encontravam-se registrados contabilmente em 31 de dezembro de 2021 como ativos não circulantes.

O Consórcio realizará estudos complementares, integrando os dados amostrados à sua interpretação geológica regional, de forma a atualizar sua visão quanto ao potencial exploratório dos blocos situados em águas ultraprofundas na Bacia Sergipe-Alagoas.

Coronavírus - Covid-19

A Companhia permanece operando seguindo as regras definidas pelo Comitê de Gerenciamento de Crise (“CMT”) e não houve alteração significativa em seu plano de negócio em decorrência dos efeitos da pandemia, quando comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na elaboração das informações financeiras trimestrais, individuais e consolidadas estão divulgadas a seguir e encontram-se consistentes com as adotadas nas informações financeiras comparativas:

2.1. Declaração de conformidade

As informações trimestrais individuais e consolidadas foram elaboradas de acordo com o pronunciamento técnico NBC TG 21 – Demonstração Intermediária, e com a norma internacional IAS 34 - “Interim Financial Reporting”, emitida pelo “International Accounting Standards Board-IASB” e estão sendo apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração do Formulário de Informações Intermediárias - ITR.

As informações financeiras trimestrais foram elaboradas com base no pressuposto de continuidade normal dos negócios, conforme avaliação efetuada pela Administração acerca da capacidade da Companhia em dar continuidade às suas atividades.

Todas as informações relevantes próprias das informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

2.2. Base de elaboração

As informações financeiras trimestrais foram elaboradas com base no custo histórico, exceto pelos ativos e passivos registrados quando a Companhia assumiu a totalidade do Campo de Atlanta, conforme divulgado na nota explicativa 1 (e detalhados na nota explicativa 15.1) e por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos.

2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas

As informações financeiras trimestrais consolidadas incluem as informações financeiras trimestrais da Companhia e de suas controladas.

Os resultados das controladas adquiridas, alienadas ou incorporadas durante o exercício estão incluídos nas demonstrações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição, alienação e incorporação, quando aplicável.

Nas informações financeiras trimestrais individuais da Companhia os investimentos em controladas diretas e indiretas são avaliados por meio do método de equivalência patrimonial.

Quando necessário, as informações financeiras trimestrais das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pelo Grupo. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre empresas do Grupo são eliminados integralmente nas informações financeiras trimestrais consolidadas (exceto a participação em sua “*joint venture*” associada ao BS-4 até 25 de junho de 2021, quando foi concluída a operação de combinação de negócios com a Barra Energia).

Participações da Companhia em controladas

As informações financeiras trimestrais da Companhia, em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021, compreendem as informações financeiras trimestrais de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

	País de operação	Controle	Participação	
			31/03/2022	31/12/2021
Enauta Energia S.A.	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Países Baixos	Indireto	100%	100%
AFBV	Países Baixos	Indireto	100%	100%
AFPS BV	Países Baixos	Indireto	100%	100%

Participações da Companhia em fundo de investimento

As Informações financeiras trimestrais do fundo de investimento do qual a Companhia e suas controladas são cotistas exclusivas são consolidadas a partir da data da aquisição do controle e até que este controle seja extinto, sendo ele:

Fundo exclusivo	CNPJ
Fenix Multimercado Fundo de Investimento em cotas de Fundos de Investimento Crédito Privado	11.961.068/0001-53

2.4. Participações em negócios em empreendimento controlado em conjunto “*Joint Venture*”

A controlada indireta da Companhia, QGEP Netherlands B.V. (“QGEP B.V.”) detém participação de 100% na Atlanta Field B.V. (“AFBV” ”), sociedade criada para auxiliar na parceria com os não operadores da concessão do Bloco BS-4. Até 07 de junho de 2021, a AFBV era uma *joint venture* com 50% de participação detida pela QGEP B.V. e os outros 50% detidos pela FR Barra 1 S.à.r.l (“Barra Lux”). Em virtude desta configuração societária, aplicava-se a contabilização pelo método de equivalência patrimonial.

No contexto da transação de transferência da participação da Barra Energia na concessão exploratória e de produção nesse bloco para a Companhia (nota explicativa 1), a AFBV teve sua transferência legal e societária para a Enauta em 07 de julho de 2021 e a partir desta data os resultados apurados na AFBV, anteriormente por equivalência patrimonial, passaram a ser consolidados nas informações financeiras trimestrais da Companhia.

2.5. Informações do segmento operacional

A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera em um único segmento: exploração e produção (“E&P”) de óleo e gás e unicamente na geografia Brasil.

2.6. Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor.

2.7. Títulos e valores mobiliários

As aplicações financeiras são inicialmente mensuradas a valor justo e, subsequentemente, de acordo com as suas respectivas classificações:

- Custo amortizado: fluxos de caixa seguros que constituem o recebimento, em datas especificadas, de principal e juros sobre o valor do principal em aberto e o modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais. A receita de juros é calculada utilizando-se o método de juros efetivos;
- Valor justo por meio do resultado: todos os demais significativos títulos e valores mobiliários.

2.8. Contas a receber

O contas a receber é reconhecido ao valor justo e subsequentemente mensurado pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

A Companhia aplica a abordagem simplificada do IFRS 9 (CPC 48) para mensurar as perdas de crédito esperadas.

2.9. Estoques

Os estoques de óleo classificados como ativo circulante são mensurados ao custo médio de produção e ajustados, quando aplicável, ao valor de sua realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda.

2.10. Gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás

Para os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, o Grupo, para fins das práticas contábeis adotadas no Brasil, utiliza critérios contábeis alinhados com as normas internacionais IFRS 6 - *“Exploration for and evaluation of mineral resources”*.

Os gastos relevantes com manutenções das unidades de produção, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento do IAS 16 (CPC 27) forem atendidos. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada cinco anos e seus gastos são depreciados até o início da parada seguinte e registrados como custo de produção.

O IFRS 6 permite que a Administração defina sua política contábil para reconhecimento de ativos exploratórios na exploração de reservas minerais. A Administração definiu sua política contábil para exploração e avaliação de reservas minerais considerando critérios que no seu melhor julgamento representam os aspectos do seu ambiente de negócios e que refletem de maneira mais adequada as suas posições patrimonial e financeira. Os principais critérios contábeis adotados são:

- Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura são registrados como ativo intangível;
- Gastos com perfuração de poços exploratórios vinculados a benefícios econômicos futuros com reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto os gastos exploratórios considerados não viáveis (*“dryhole”*) economicamente são baixados diretamente contra o resultado do exercício na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás; e

- Outros gastos exploratórios, que não relacionados ao bônus de assinatura, são registrados na demonstração do resultado em gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás (custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento, gastos com ocupação e retenção de área, impacto ambiental, outros).

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração e desenvolvimento são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada e desenvolvida do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa.

O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros de empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificáveis deduzidos da depreciação e amortização acumuladas.

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

A Companhia e suas controladas apresentam substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e são amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas totais quando entram na fase de produção.

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de impairment, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;

- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;
- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

Para os ativos em desenvolvimento e produção, a Companhia avalia a necessidade de *impairment* dos mesmos seguindo a prática contábil descrita na nota explicativa 2.11 abaixo. Quando existem indicativos de deterioração ou perda do valor recuperável desses ativos, a Companhia efetua seu teste de *impairment* através do valor em uso empregando o método dos fluxos de caixa estimados descontados a valor presente utilizando taxa de desconto antes dos impostos pela vida útil estimada de cada ativo e compara o valor presente dos mesmos com o seu valor contábil na data da avaliação. Premissas futuras, obtidas de fontes independentes sobre reserva de hidrocarbonetos, câmbio na moeda norte-americana, taxa de desconto, preço do barril e custos são considerados no modelo de teste de *impairment*. A Administração no encerramento dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 efetuou sua avaliação de identificação de indicativos de deterioração ou perda do valor recuperável e considerando as premissas de preço do barril, reservas de hidrocarboneto, outras premissas, não identificou a necessidade de proceder ao teste do valor em uso considerando a não existência desses indicativos na data base, exceto a provisão para perda por *impairment* registrada na controlada AFBV em 2020 em determinados equipamentos subsea e a baixa de bloco exploratório registrada na Enauta Energia em 2022 (divulgados na nota explicativa 14).

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (nota explicativa 20). A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados, quando aplicável. 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 do exercício (resultado financeiro líquido).

2.11. Avaliação do valor recuperável dos ativos

A Companhia acompanha periodicamente mudanças nas expectativas econômicas e operacionais que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável de seus ativos. Sendo tais evidências identificadas são realizados cálculos para verificar se o valor contábil líquido excede o valor recuperável, e se confirmado, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil ao valor recuperável. A Companhia não identificou, nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 indicativos de deterioração ou perda do valor recuperável de seus ativos (exceto quanto a provisão de impairment registrada na AFBV em 2020, conforme divulgado nas Notas explicativas 2.10 e 14).

Para 31 de março de 2022 a Companhia também não identificou esses indicativos, exceto pelo relacionado a baixa do Bloco SEAL-M-428 (nota explicativa 1).

2.12. Gastos associados às joint operations de exploração e produção

Como operadora das concessões para exploração e produção de petróleo e gás, uma das obrigações da Companhia é representar a *joint operation* perante terceiros. Nesse sentido, a operadora é responsável por contratar e pagar os fornecedores dessas *joint operations* e, por isso, as faturas recebidas pela operadora contemplam o valor total dos materiais e serviços adquiridos para a operação total da concessão. Os impactos no resultado individual da operadora, entretanto, refletem apenas as suas participações nas concessões já que as parcelas associadas aos demais parceiros são cobradas dos mesmos mensalmente. A operadora estima os desembolsos previstos para o mês subsequente, com base nos gastos já incorridos ou a incorrer na operação, faturados ou não pelos fornecedores. Estes gastos são cobrados aos parceiros através de *cash calls* e a prestação de contas é feita mensalmente através do relatório *billing statement*.

As parcerias operacionais de E&P da Companhia enquadram-se como operações em conjunto (*joint Operations*) e reconhecidas com relação aos seus interesses:

- seus ativos, incluindo sua parcela sobre quaisquer ativos detidos em conjunto;
- seus passivos, incluindo sua parcela sobre quaisquer passivos assumidos em conjunto;
- sua receita de venda correspondente à proporção de sua participação sobre a produção advinda da operação em conjunto;
- sua parcela sobre a receita de venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e
- suas despesas, incluindo sua parcela sobre quaisquer despesas incorridas em conjunto.

Os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à participação em uma operação conjunta são contabilizados de acordo com as políticas contábeis específicas aplicáveis aos ativos, passivos, receitas e despesas.

2.13. Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, quando aplicáveis, inicialmente pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. Em seguida, passam a ser mensurados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das informações financeiras trimestrais consolidadas.

2.14. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos para fornecer proteção contra a sua exposição ao risco de variação dos preços do petróleo (nota explicativa 29). Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o derivativo é contratado, sendo mensurados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor for negativo. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo de derivativos durante o exercício são lançados diretamente no resultado do exercício. A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos especulativos.

2.15. Provisão de ativos e passivos contingentes

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 “Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes” (IAS 37).

As provisões para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de “perda provável”, com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos com expectativa de “perda possível” são divulgados pela Administração, mas não registrados (nota explicativa 19).

2.16. Obrigações legais

Os valores referentes a obrigações fiscais, cíveis e trabalhistas e outras obrigações desta natureza têm seus montantes reconhecidos integralmente e/ou divulgado nas informações financeiras trimestrais, individuais e consolidadas.

2.17. Imposto de renda e contribuição social

Esses tributos são calculados e registrados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, até a data da elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas. A legislação permite que as empresas optem pelo pagamento trimestral ou mensal de imposto de renda e contribuição social. Assim como nos últimos anos, para o exercício atual, a empresa optou pelo pagamento mensal.

2.18. Incentivos fiscais

2.18.1. Federais

Lei do Bem:

A Lei Federal 11.196/2005 (Lei do Bem) dispõe sobre incentivos fiscais para inovação tecnológica, visando promover a aquisição de novos conhecimentos, agregar know-how, incentivar a pesquisa tecnológica e o desenvolvimento de novos produtos e processos no país.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 a Enauta Energia identificou dispêndios enquadráveis como inovação tecnológica, para fins de Lei do Bem, em relação ao seu Sistema de Produção Antecipada no campo de Atlanta - BS4. Tal incentivo possibilitou a redução da base de cálculo do IRPJ e da CSLL em aproximadamente R\$1.868 (R\$2.314 em 31 de dezembro de 2020).

Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (“Sudene”) - Lucro da exploração.

Por possuir o campo de Manati, que está localizado na área de abrangência da Sudene, a Enauta detém o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicional, calculados com base no Lucro da Exploração. A Enauta irá usufruir deste benefício até 31 de dezembro de 2025. Na investida operacional Enauta, o valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado e posteriormente transferido para a reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido. Este benefício está enquadrado como subvenção de investimento, atendendo às normas previstas no artigo 30 da Lei Federal nº 12.973/2014.

2.18.2. Estaduais

a. Crédito presumido – ICMS

De acordo com o Decreto Estadual nº 13.844/2012 da Bahia, a Enauta usufrui de um crédito presumido de 20% do imposto estadual incidente - ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) nas saídas de gás natural devido ao investimento em unidade de compressão com o objetivo de viabilizar a manutenção da produção. Este benefício irá perdurar até 2022.

Na investida Enauta Energia, esta subvenção para investimento do ICMS é registrada na rubrica “impostos incidentes sobre as vendas” e posteriormente, quando do encerramento do exercício, é destinada à rubrica de “Reservas de lucros - incentivos fiscais” no patrimônio líquido, atendendo às normas previstas no artigo 30 da Lei Federal 12.973/2014.

2.19. Acordos de pagamentos baseados em ações

A remuneração baseada em ações para empregados, a ser liquidada com instrumentos patrimoniais, é mensurada pelo valor justo na data da outorga, conforme descrito na nota explicativa 30.

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado como despesa no resultado do exercício durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia sobre quais opções concedidas serão eventualmente adquiridas, com correspondente aumento do patrimônio líquido (“plano de opção de ações”).

2.20. Ações em tesouraria

Instrumentos patrimoniais próprios que são readquiridos são reconhecidos ao custo e deduzidos do patrimônio líquido. Nenhum ganho ou perda é reconhecido na demonstração do resultado na compra, venda, emissão ou cancelamento dos instrumentos patrimoniais próprios do Grupo. Qualquer diferença entre o valor contábil e a contraprestação é reconhecida em outras reservas de capital.

2.21. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando o Grupo for parte das disposições contratuais do instrumento. Os instrumentos financeiros foram reconhecidos de acordo com o CPC 48 (IFRS 9).

A classificação de ativos financeiros de acordo com o CPC 48 (IFRS 9) é geralmente baseada no modelo de negócios no qual um ativo financeiro é gerenciado e em suas características de fluxos de caixa contratuais.

Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido, por meio de norma ou prática de mercado.

2.21.1. Ativos financeiros

Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Incluem os ativos financeiros mantidos para negociação (ou seja, adquiridos principalmente para serem vendidos no curto prazo), ou designados pelo valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial. Os juros, correção monetária, variação cambial e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são reconhecidos no resultado, como receitas ou despesas financeiras, quando incorridos. O Grupo possui equivalentes de caixa (CDB/CDI (pós-fixado) e debêntures compromissadas), aplicações financeiras e opções de venda de óleo (nota explicativa 2.14) classificadas nesta categoria.

Custo amortizado

O ativo financeiro deve ser mensurado ao custo amortizado se ambas as seguintes condições forem atendidas: (a) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

O Grupo possui caixa restrito e aplicação financeira não circulante classificados nesta categoria.

Ativo financeiro mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes

O ativo financeiro deve ser mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes se ambas as seguintes condições forem atendidas; (a) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam exclusivamente pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada exercício. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

Para ativos financeiros registrados ao custo, o valor da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar.

A Companhia apura as perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (“PECLD”) das contas a receber com base na abordagem simplificada prevista no CPC 48 (IFRS 9).

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido por provisão.

Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

2.21.2.Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como “passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado” ou “outros passivos financeiros ao custo amortizado” . O Grupo não possui passivos financeiros a valor justo.

Outros passivos financeiros ao custo amortizado

Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos) são mensurados pelo valor de custo amortizado.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo exercício. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil.

O Grupo possui empréstimos e financiamentos classificados nesta categoria.

2.22. Moeda funcional

A moeda funcional da Companhia assim como de sua controlada Enauta Energia utilizada na preparação das informações financeiras trimestrais, é a moeda corrente do Brasil - Real (“R\$”), sendo a que melhor reflete o ambiente econômico no qual o Grupo está inserido e a forma como é gerido. As controladas indiretas sediadas na Holanda utilizam o dólar norte-americano (“US\$”) como moeda funcional. As informações financeiras trimestrais da controlada direta e das controladas indiretas são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

2.22.1. Conversão de moeda estrangeira

As informações financeiras trimestrais consolidadas são apresentadas em Reais, que é a moeda funcional e de apresentação da controladora. Os ativos e passivos das controladas no exterior são convertidos para Reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes - ajustes acumulados de conversão.

2.23. Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Grupo e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas informações financeiras trimestrais individuais e como informação suplementar às informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

2.24. Demonstração do fluxo de caixa (“DFC”)

A Demonstração do Fluxo de caixa é elaborada através do método indireto.

2.25. Resultado por ação

O lucro ou prejuízo líquido por ação básico é computado pela divisão do lucro ou prejuízo líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no exercício.

O lucro líquido ou prejuízo líquido por ação diluído é computado ajustando-se o lucro ou prejuízo líquido atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia, bem como o número médio ponderado de ações totais em poder dos acionistas para refletir os efeitos de todas as ações ordinárias potenciais diluidoras.

2.26. Novas normas, alterações e interpretações

As normas revisadas apresentadas a seguir passaram a ser aplicáveis para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2022 e, portanto, foram adotadas na elaboração das informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas da Companhia referentes ao período findo em 31 de março de 2022, mas não tiveram impacto significativo nessas informações financeiras trimestrais:

<u>Norma ou interpretação</u>	<u>Descrição</u>
Alterações à IFRS 3	Referência à Estrutura Conceitual
Alterações à IAS 16	Imobilizado—Recursos Antes do Uso Pretendido
Alterações à IAS 37	Contratos Onerosos – Custo de Cumprimento do Contrato
Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2018–2020	Alterações à IFRS 1 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade, IFRS 9 – Instrumentos Financeiros, IFRS 16 - Arrendamentos, e IAS 41 – Agricultura

Na elaboração destas informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas, a Companhia não aplicou as normas e interpretações novas e revisadas que foram emitidas, mas ainda não tem sua adoção obrigatória em 31 de março de 2022, apresentadas a seguir:

<u>Norma ou interpretação</u>	<u>Descrição</u>	<u>Período (*)</u>
IFRS 17 (inclui as alterações de junho de 2020)	Contratos de Seguros	01/01/2023
Alterações à IFRS 10 (CPC 36 (R3)) – Demonstrações Consolidadas e IAS 28 (CPC 18 (R2))	Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e sua Coligada ou Joint Venture	Não definida
Alterações à IAS 1	Classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes	01/01/2023
Alterações à IAS 1 e IFRS Declaração da Prática	Divulgação de Políticas Contábeis	01/01/2023
Alterações à IAS 8	Definição de Estimativas Contábeis	01/01/2023
Alterações à IAS 12	Imposto Diferido Relacionado a Ativos e Passivos Resultantes de uma Única Transação	01/01/2023

(*) Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após as datas listadas.

A Administração não espera que a adoção das normas listadas acima tenha impacto relevante sobre as informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas da Companhia, em períodos futuros a partir de 31 de março de 2022.

2.27. Arrendamentos – direitos de uso

O Grupo reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento conforme previsto no CPC 06/IFRS 16.

2.28. Receita de contrato com cliente

As receitas referentes à extração de petróleo e gás natural são reconhecidas quando ocorre a transferência do produto ao cliente e a obrigação definida em contrato é satisfeita. A mencionada mensuração inclui valores fixos e variáveis, os quais são alocados ao preço da transação, considerando a cada obrigação de desempenho, pelo valor que reflita a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca de transferência dos produtos prometidos aos clientes.

O bem é considerado transferido quando está de posse do cliente, ou seja, quando o cliente tem controle e obtém substancialmente todos os benefícios restantes do ativo em questão.

3. PRINCIPAIS JULGAMENTOS CONTÁBEIS E FONTES DE INCERTEZAS NAS ESTIMATIVAS

Na aplicação das políticas contábeis do Grupo descritas na nota explicativa 2, a Administração deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis dos ativos e passivos para os quais os valores não são facilmente obtidos de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados efetivos podem diferir dessas estimativas, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes.

As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas, depreciação e amortização do ativo imobilizado e intangível, premissas para determinação da provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas, premissas para registro de direitos de uso e passivos de arrendamento, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social corrente e diferido e a avaliação e determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como de ativos e passivos em transações relacionadas a combinação de negócios.

As estimativas e premissas são revisadas continuamente e os seus efeitos contábeis às novas estimativas contábeis são reconhecidos no exercício em que as estimativas são revisadas.

3.1. Principais julgamentos na aplicação das políticas contábeis

3.1.1. Investimentos atualizados ao custo amortizado

A Administração revisou os ativos financeiros do Grupo em conformidade com a manutenção do capital e as exigências de liquidez. Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 a Companhia não possuía nenhum investimento classificado nesta categoria.

3.2. Principais fontes de incertezas nas estimativas

A seguir, são apresentadas as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos exercícios:

3.2.1. Mensuração a valor justo

Ao estimar o valor justo de ativos e passivos, a Companhia usa dados observáveis do mercado na medida em que estejam disponíveis. Quando não há informações disponíveis, a Companhia elabora internamente a avaliação com o auxílio de consultores externos qualificados, para estabelecer a metodologia e informações adequadas ao cálculo do valor justo de ativos e passivos. As principais premissas utilizadas para determinar o valor justo (incluindo as relacionadas a combinação de negócios) são divulgadas em suas respectivas notas explicativas.

3.2.2. Avaliação de instrumentos financeiros

O Grupo utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros, incluindo valor justo de opção de compra de ações e derivativos (operações de hedging). A nota explicativa 29 oferece informações detalhadas sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas.

A Administração acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros e sua sensibilidade.

3.2.3. Vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível

Conforme descrito na nota explicativa 2.10, a Administração revisa a vida útil estimada dos bens do imobilizado e intangível anualmente, ao encerramento de cada exercício. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Administração concluiu que as vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível eram adequadas, não sendo requeridos ajustes.

3.2.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os impostos diferidos ativos decorrentes de prejuízos fiscais acumulados e base negativa de contribuição social (“prejuízos fiscais acumulados”), bem como diferenças temporais, são reconhecidos apenas na medida em que o Grupo espera gerar lucro tributável futuro suficiente para sua realização com base em projeções e previsões elaboradas pela sua Administração e aprovadas pelos órgãos de governança. Estas projeções e previsões futuras preparadas anualmente incluem várias premissas relacionadas às taxas de câmbio na moeda norte-americana, taxas de inflação, volume de produção dos ativos de hidrocarbonetos, preço do barril de petróleo, gastos exploratórios e compromissos, disponibilidade de licenças, e outros fatores que podem diferir das estimativas atuais.

De acordo com a atual legislação fiscal brasileira, não há prazo para a utilização de prejuízos fiscais. No entanto, os prejuízos fiscais acumulados podem ser compensados somente em até 30% do lucro tributável anual.

Os impostos diferidos passivos são resultantes de diferenças temporárias tributáveis conforme legislação fiscal vigente no Brasil. Na elaboração das demonstrações financeiras os passivos fiscais diferidos são apresentados como redutores de ativo fiscal diferido quando se referem a mesma Entidade jurídica.

3.2.5. Provisão para processos judiciais

O registro da provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas de um determinado passivo na data das demonstrações financeiras é feito quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado (nota explicativa 19).

Por sua natureza, as contingências serão resolvidas quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da nossa atuação, o que dificulta a realização de estimativas precisas acerca da data precisa em que tais eventos serão verificados.

Avaliar tais passivos, particularmente no incerto ambiente legal brasileiro, e outras jurisdições, envolve o período de estimativas e julgamentos significativos da Administração e de seus assessores legais quanto aos resultados das decisões legais.

3.2.6. Estimativas das reservas provadas e de reservas prováveis (amortização de ativo imobilizado e intangível, provisão para abandono e análises de impairment)

As estimativas de reservas provadas e de reservas prováveis são anualmente avaliadas e atualizadas. As reservas provadas e as reservas prováveis são determinadas usando técnicas de estimativas geológicas geralmente aceitas. O cálculo das reservas requer que o Grupo assuma posições sobre condições futuras que são incertas, incluindo preços de petróleo, taxas de câmbio, taxas de inflação, disponibilidade de licenças e custos de produção. Alterações em algumas dessas posições assumidas poderão ter impacto significativo nas reservas provadas e reservas prováveis estimadas.

A estimativa do volume das reservas é premissa importante na mensuração do valor justo de ativos em transações de combinações de negócios, bem como na apuração da parcela de amortização dos correspondentes ativos em produção.

A sua estimativa de vida útil é fator preponderante para a quantificação da provisão de abandono e desmantelamento de áreas quando da sua baixa contábil do ativo imobilizado. Qualquer alteração nas estimativas do volume de reservas e da vida útil dos ativos a elas vinculado poderá ter impacto significativo nos encargos de amortização, reconhecidos nas demonstrações financeiras como custo dos produtos vendidos. Alterações na vida útil estimada poderão causar impacto significativo nas estimativas da provisão de abandono (nota explicativa 2.10, de sua recuperação quando da sua baixa contábil dos ativos imobilizados e intangíveis e das análises de *impairment* nos ativos de exploração e produção.

A metodologia de cálculo dessa provisão de abandono consiste em estimar, na data base de apresentação das demonstrações financeiras em 31 de dezembro, quanto o Grupo desembolsaria com gastos inerentes a desmantelamento das áreas em desenvolvimento e produção naquele momento.

A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados prospectivamente. Revisões das estimativas na provisão de abandono são reconhecidas prospectivamente como custo do imobilizado, sendo os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto), considerados no modelo de apuração da obrigação futura, alocadas diretamente no resultado financeiro (nota explicativa 20).

Os gastos com perfurações na fase de desenvolvimento e que não resultaram em “poços secos” e bônus de assinatura são capitalizados e mantidos de acordo com a prática contábil descrita na nota explicativa 2.10. A capitalização inicial de gastos e sua manutenção são baseadas no julgamento qualitativo da Administração de que a sua viabilidade será confirmada pelas atividades exploratórias em curso e planejadas pelo comitê de operações de cada bloco/concessão.

No primeiro trimestre findo em 31 de março de 2022, a Enauta Energia realizou através de certificadora internacional independente a reavaliação das reservas dos Campos Atlanta e Manati. Esta reavaliação apontou alterações nas reservas e vida útil dos campos que foram capturadas na preparação das informações trimestrais referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2022.

No Campo de Atlanta, a reavaliação apontou a vida útil do sistema de produção antecipada (“SPA”) do campo até 2024, e um volume de reservas provadas desenvolvidas em aproximadamente 7,6 milhões de barris.

No Campo de Manati, a reavaliação apontou vida útil do campo até 2028, apresentando um volume de 1,6 bilhão de m3 em suas reservas provadas desenvolvidas.

3.2.7. Provisão para participação nos lucros

A participação nos resultados paga aos colaboradores é baseada na realização de métricas de desempenho individual e da área em que atuam internamente, indicadores financeiros e do resultado da Companhia. Esta provisão é constituída mensalmente, sendo recalculada ao final do exercício com base no resultado apurado e na melhor estimativa das metas atingidas.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/03/2022</u>	<u>31/12/2021</u>	<u>31/03/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
Caixa e equivalentes de caixa	<u>220</u>	<u>307</u>	<u>1.054.405</u>	<u>830.416</u>
Total	<u>220</u>	<u>307</u>	<u>1.054.405</u>	<u>830.416</u>

Em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021, a Companhia possuía caixa e aplicação financeira de curto prazo, de alta liquidez, prontamente conversíveis em montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. A maior parte do saldo de caixa e equivalentes de caixa consolidado em 31 de março de 2022 estava em dólares americanos (99,9%). A maior concentração do caixa em dólares advém de retenção de parte das receitas de exportação em conta em dólar com objetivo de proteção cambial, considerando relevante parte dos investimentos firmes da Companhia serem dolarizados.

No consolidado, do montante total apresentado em caixa e equivalentes de caixa, em 31 de março de 2022, R\$995.507 – equivalente a US\$210.120 mil - (R\$630.416 em 31 de dezembro de 2021 – equivalente a US\$112.968 mil) encontra-se registrado no Citibank Nova York.

5. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Controladora	
	31/03/2022	31/12/2021
Valor justo por meio do resultado:		
Fundo de investimento exclusivo - renda fixa	<u>9.331</u>	<u>10.748</u>
Total	<u>9.331</u>	<u>10.748</u>
Circulante	<u>9.331</u>	<u>10.748</u>
	Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021
Valor justo por meio do resultado:		
Operações Compromissadas e CDBs	417.680	583.788
Fundo de investimento exclusivo multimercado (i):	<u>911.489</u>	<u>1.631.787</u>
CDB (pós-fixado CDI)	865	-
Títulos públicos (LFT/NTN)	884.656	1.357.555
Letras financeiras (ii)	<u>25.968</u>	<u>274.232</u>
Total	<u>1.329.169</u>	<u>2.215.575</u>
Circulante	<u>1.329.169</u>	<u>2.215.575</u>

- i. A controlada Enauta possui fundo de investimento exclusivo multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de sua aplicação, que investe em cotas de dois fundos exclusivos. Um dos fundos de renda fixa lastreado em títulos públicos indexados à variação da taxa Selic e títulos privados indexados à variação da taxa do CDI e um fundo cambial exclusivo indexado à variação do dólar norte americano.

O fundo de investimento exclusivo Fênix II foi encerrado pela Companhia no dia 25 de março de 2022.

- ii. Títulos privados dos bancos ABC, Bradesco, Daycoval, Itaú, Safra, Volkswagen e Votorantim.

a) Rentabilidade

As rentabilidades dos títulos e valores mobiliários foram equivalentes à média de 101,35% da variação da taxa CDI acumulada em 31 de março de 2022 (104,75% da taxa CDI em 31 de dezembro de 2021).

6. CONTAS A RECEBER

A Enauta Energia tem contrato de longo prazo com vencimento em junho de 2030 para fornecimento à Petrobras (compradora) de toda a reserva do campo de Manati, por um preço em Reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual corrigido pela inflação brasileira, com cláusula de *take or pay*. O *take or pay* representa um compromisso de pagamento de gás, em base mensal ou anual, onde a compradora se compromete a retirar no ponto de entrega ao longo de determinado mês e/ou ano uma quantidade de gás igual a média estabelecida em contrato e mesmo que não retire, pagará à Enauta Energia, o equivalente a quantidade estabelecida em contrato. Em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021 não existe qualquer impacto contábil a ser registrado quanto a cláusula de *take or pay*.

Até 30 de abril de 2021 a controlada Enauta Energia possuía um contrato com a Shell para a comercialização da produção do SPA do campo de Atlanta. As vendas de óleo eram *Free on Board* ("FOB") no FPSO, com um mecanismo de preço netback. A partir de 1º de maio de 2021 este contrato foi renegociado, tendo vigência até 31 de dezembro de 2022, alterando a forma de precificação e o prazo de recebimento. O vencimento das faturas emitidas ocorrerá sempre em 30 dias após a data do último *Bill of Lading*. As vendas de óleo são "FOB" no FPSO, com desconto fixo inferior a US\$ 1 por barril em relação ao Brent.

Os saldos de contas a receber nos montantes de R\$372.001 e R\$306.787 registrados em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021, respectivamente, referem-se basicamente a:

- Operações de venda de gás para a Petrobras no montante de R\$99.362 em 31 de março de 2022 (R\$88.349 em 31 de dezembro de 2021). O prazo médio de recebimento é de, aproximadamente, 35 dias após a emissão da nota fiscal de venda.
- Operação de venda de óleo do campo de Atlanta, para o cliente Shell, no montante de R\$272.053 em 31 de março de 2022 (R\$218.438 no exercício findo em 31 de dezembro de 2021).

Em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021, não há provisão para perdas esperadas do saldo de contas a receber, pois não há, historicamente, inadimplência ou atrasos nestes contratos com a Petrobras e Shell.

7. OUTRAS CONTAS A RECEBER

Em 11 de julho de 2017, a Enauta Energia assinou contrato de venda de sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por USD 379 milhões, onde havia ocorrido a descoberta do prospecto Carcará. Desta venda, a terceira e última parcela, no montante de USD 144 milhões estava prevista para ser recebida quando do cumprimento de determinadas condições precedentes:

(i) 12 meses após a submissão do Acordo de Individualização da Produção (AIP) à ANP ou (ii) após aprovação do AIP pela ANP, o que ocorresse primeiro.

Com a aprovação em reunião de Diretoria da ANP, ocorrida no dia 09 de dezembro de 2021, do AIP referente aos Campos de Bacalhau e Bacalhau Norte, localizado no Bloco BM-S-8, a Enauta Energia recebeu USD 43 milhões (equivalente a R\$243.582) em 27 de dezembro de 2021, USD 50,5 milhões (equivalente a R\$272.644) em 1º de fevereiro de 2022 e USD 50,5 milhões (equivalente a R\$265.588) 10 de fevereiro de 2022. Esses montantes foram registrados contabilmente no fechamento de 31 de dezembro de 2021.

8. CRÉDITOS E DÉBITOS COM PARCEIROS

Refletem gastos incorridos nas atividades de E&P cobrados (“Cash Calls”) ou a serem cobrados dos parceiros não operadores nos respectivos consórcios, ou alocados pelos parceiros operadores à Companhia nos blocos não operados pela Enauta Energia.

Em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021 os créditos com parceiros montam a R\$50.273 e R\$5.382, respectivamente.

Em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021 os débitos com parceiros (registrados na conta de fornecedores) montam a R\$115.031 e R\$43.562, respectivamente.

9. ESTOQUES

	Consolidado	
	<u>31/03/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
Bens de consumo de produção		
Materiais e insumos	15.770	6.777
Produtos acabados		
Óleo	<u>12.000</u>	<u>6.151</u>
Total	<u>27.770</u>	<u>12.928</u>
Circulante	<u>27.770</u>	<u>12.928</u>

10. PARTES RELACIONADAS

(i) Transações com parte relacionadas

Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas foram eliminados na consolidação e não estão apresentados nesta nota explicativa. Os saldos das transações entre a Companhia e outras partes relacionadas estão apresentados a seguir:

	Consolidado	
	<u>31/03/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
<u>Contas a receber – circulante</u>		
Constellation (a)	144	197
Total	<u>144</u>	<u>197</u>

	Controladora	
	<u>31/03/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
<u>Contas a pagar – circulante</u>		
Enauta Energia (b)	11.428	12.056
Total	<u>11.428</u>	<u>12.056</u>

	Consolidado	
	<u>01/01/2022 a 31/03/2022</u>	<u>01/01/2021 a 31/03/2021</u>
<u>Resultado</u>		
Serviços compartilhados (a)	-	31
Leasing de equipamentos subsea (c)	-	(190)
Leasing de equipamentos – FPSO (c)	-	(11.227)
Total	<u>-</u>	<u>(11.386)</u>

- (a) Montante decorrente do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da empresa parte relacionada Serviços de Petróleo Constellation S.A (“Constellation”). As despesas e receitas incorridas foram apuradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, com prazo de liquidação de 10 dias úteis. No caso de atraso incorrerão em multa equivalente a 2% do valor devido e juros de 1% ao mês.
- (b) Referem-se a transações baseadas em opção de ações entre Companhias do grupo.
- (c) Referem-se ao contrato de arrendamento de equipamentos subsea (pagamento trimestral) e ao FPSO Petrojarl I, celebrados entre a Enauta e a AFBV. Estes valores são pagos em dólares norte-americanos.

Em outubro de 2020 a maior parte dos equipamentos da AFBV foi adquirido pela Enauta Energia, restando na AFBV apenas os equipamentos acoplados ao FPSO. A partir de 7 de julho de 2021, com a consolidação das informações financeiras trimestrais da AFBV (vide nota explicativa 1) os saldos de leasing passaram a ser eliminados no processo de consolidação destas informações financeiras trimestrais.

(ii) Remuneração dos Administradores

Inclui a remuneração fixa (salários e honorários, férias, 13º salário e previdência privada e demais benefícios previstos no acordo coletivo), os respectivos encargos sociais (contribuições para a seguridade social - INSS, FGTS, dentre outros), a remuneração variável e plano de opção de ações do pessoal-chave da Administração conforme apresentada no quadro abaixo:

	Controladora		Consolidado	
	<u>01/01/2022</u> <u>a 31/03/2022</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 31/03/2021</u>	<u>01/01/2022</u> <u>a 31/03/2022</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 31/03/2021</u>
Benefícios de curto e longo prazos	<u>1.738</u>	<u>972</u>	<u>2.612</u>	<u>4.635</u>

Não são oferecidos pela Companhia benefícios pós-emprego, outros benefícios de longo prazo e/ou benefícios de rescisão de contrato de trabalho, exceto pelo plano de aposentadoria descrito na nota explicativa 33.

Na AGOE de 30 de abril de 2021 foi aprovada a remuneração anual global dos administradores da Companhia até a data de realização da Assembleia Geral Ordinária da Companhia que aprovar as contas referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, no valor total de até R\$4.616.

Foi aprovada na mesma AGOE a remuneração anual dos conselheiros fiscais, no valor total de R\$552, líquido de encargos sociais, para o período entre 30 de abril de 2021 e a data de realização da Assembleia Geral Ordinária da Companhia que aprovar as contas referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

Em reunião do Conselho de Administração ocorrida em 31 de março de 2021 foi aprovada a remuneração anual global do Comitê de Auditoria, no montante de R\$449, líquido de encargos sociais, relativas ao exercício a se encerrar em 31 de dezembro de 2021.

O total dos benefícios de curto e longo prazo apresentados no período findo em 31 de março de 2022 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 inclui, além da remuneração global dos administradores e Conselho Fiscal, encargos e bônus de desligamento de diretoria não incluídos na aprovação da remuneração global por ocasião das AGOs.

No período findo em 31 de março de 2022 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foi aprovado novo Plano de Remuneração variável da Administração vinculado às metas financeiras e operacionais, bem como às metas de ESG - Environmental, Social and Governance (ambiente, social e governança). Essas novas metas já estão sendo refletidas nas respectivas provisões de remuneração variável para o período findo em 31 de março de 2022 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

11. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021
Aplicação financeira - garantidoras (a)	73.238	93.988
Fundo de abandono (b)	259.764	272.667
Total	<u>333.002</u>	<u>366.655</u>
Não circulante	<u>333.002</u>	<u>366.655</u>

Composição:

- (a) Garantia referente a financiamento junto ao BNB no montante de R\$9.644 aplicado em CDB. A Companhia também possui CDB no valor de R\$63.107 referente a um colateral relativa a fiança oferecida em garantia ao financiamento BNB. Com relação a ANP, a Companhia possui o total em CDB de R\$487 no Citibank, dada em garantia para a agência reguladora em cumprimento ao Plano Exploratório Mínimo (PEM) para o bloco SEAL-M-503. Os demais CDB's (ref. aos blocos SEAL-M-430 e SEAL-M-573), foram liquidados em virtude de cumprimento do PEM.
- (b) O Fundo de abandono é representado por aplicações financeiras mantidas para o compromisso de pagamento do abandono, sendo as regras dos fundos aprovadas pelos consórcios e administradas pelos operadores de cada bloco.

Os fundos de abandono referem-se aos seguintes campos em produção:

	Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021
Manati	259.764	272.667
Total	<u>259.764</u>	<u>272.667</u>

O Fundo de Abandono de Manati é deliberado pelo consórcio e administrado pelo operador Petrobras. O fundo possui 50% das aplicações em reais, com rentabilidade atrelada a CDI, e 50% atrelado a dólares norte-americanos em fundo cambial. A rentabilidade acumulada do fundo de abandono de Manati, cuja rentabilidade é afetada em 50% pela parcela em CDI (0,462%) e em 50% pela parcela cambial (-15%), foi de 6,35% negativos para o período findo em 31 de março de 2022 (6,72% no exercício findo em 31 de dezembro de 2021).

O fundo de abandono de Atlanta foi resgatado em sua totalidade em agosto de 2021, após a aprovação da ANP e substituição por Garantia Corporativa concedida pela controladora Enauta Participações no valor de R\$34.070, válido até o final do ano de 2022, conforme divulgado na nota explicativa 27.

12. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

12.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Antecipação IR e CSLL (a)	1.357	1.223	7.268	1.605
Imposto retido na fonte (b)	7	86	584	19.454
Recuperação PIS / COFINS (c)	-	-	70.671	69.620
Crédito PIS/COFINS	-	-	-	-
ICMS - ativo imobilizado	-	-	-	-
Outros créditos	-	-	217	92
Total	1.364	1.309	78.740	90.771
Circulante	1.364	1.309	8.069	21.151
Não circulante	-	-	70.671	69.620

12.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
IR e CSLL (h)	-	-	-	329.110
PIS/COFINS (i)	5	1.040	5.297	6.114
ICMS (d)	-	-	11.945	10.480
IRRF sobre serviços/salários	102	104	938	1.650
Royalties (f)	-	-	14.591	12.884
Participação especial (f)	-	-	-	384
IRRF sobre remessas estrangeiras (g)	-	-	6.460	4.601
Outros (e)	2	2	3.631	5.191
Total	109	1.146	42.862	370.414
Circulante	109	1.146	33.993	361.748
Não circulante	-	-	8.869	8.666

- (a) Antecipação de IR e CSLL a compensar de períodos anteriores.
- (b) Refere-se basicamente a IRRF sobre aplicações financeiras.
- (c) Créditos fiscais de PIS e COFINS atualizados monetariamente pela SELIC referentes a processo judicial transitado em julgado a favor da Companhia, no qual foi reconhecido o direito de exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS. A Enauta Energia está aguardando manifestação da RFB uma vez que espera que o recebimento ocorrerá através de precatório.
- (d) Débitos sobre a venda de gás natural do campo de Manati, líquidos dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 22.
- (e) Basicamente refere-se à retenção de área e tributos retidos sobre serviços prestados.
- (f) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati e sobre o óleo produzido no campo de Atlanta, conforme descrito na nota explicativa 27.
- (g) O valor registrado no circulante, refere-se à adesão pelo Operador ao programa instituído pela Lei Federal nº 13.586/2017 de desistência das ações administrativas e judiciais relativas ao IRRF sobre remessas estrangeiras devido a contratos de aluguel de embarcações (o valor ainda não foi objeto de cash call pelo Operador).
- (h) O valor apresentado no saldo de IR e CSL a recolher em 31 de dezembro de 2021 refere-se principalmente ao imposto apurado sobre o lucro tributável do mês findo em 31 de dezembro de 2021 recolhido apenas em janeiro de 2022.
- (i) Valor de PIS e COFINS a pagar é composto basicamente pela venda do gás de Manati, descontado os créditos devidos.

12.3. Conciliação da despesa de imposto de renda e contribuição social no resultado:

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
Prejuízo antes do IR e CSLL	(98.241)	(15.792)	(138.903)	(26.585)
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	33.402	5.369	47.227	9.039
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Equivalência patrimonial	(32.771)	(4.895)	-	-
Prejuízos fiscais não ativados (a)	(631)	(474)	(10.230)	(480)
Incentivos fiscais (b)	-	-	1.277	3.884
Compensação de prejuízos fiscais dos anos anteriores	-	-		
Despesas indedutíveis/receita não tributável:				
Permanentes		-	2.388	(1.650)
IR/CS correntes	-	-	(6.485)	(814)
IR/CS diferidos	-	-	47.147	11.607

- (a) A Enauta Participações possuía em 31 de março de 2022 R\$ 2.296 para Prejuízo Fiscal e Base Negativa de contribuição social, sendo que não registra créditos tributários diferidos de imposto de renda e de contribuição social decorrentes de prejuízos fiscais de imposto de renda ou bases negativas de contribuição social, por não haver histórico de lucratividade fiscal até a corrente data e pela Companhia ser uma empresa de participação. Ao final do trimestre findo em 31 de dezembro de 2022 a controladora passou a ter R\$ 1.937 de Prejuízos Fiscais e R\$ 1.937 para Base Negativa, controlados mas não registrados contabilmente.
- (b) Refere-se basicamente ao incentivo fiscal do crédito presumido do ICMS, Lucro da Exploração e doações incentivadas conforme legislação vigente.

12.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são oriundos de provisões não dedutíveis temporariamente reconhecidas no resultado da controlada Enauta, as quais serão deduzidas do lucro real e à base da contribuição social, em exercícios lucrativos futuros quando efetivamente realizadas.

	Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021
<u>Composição do ativo fiscal diferido</u>		
Amortização da provisão para abandono	174.219	170.127
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	761	909
Arrendamento - IFRS 16/CPC 06	9.357	47.312
Prejuízo fiscal e base negativa	56.572	-
Provisões diversas	77.058	12.434
Total	317.967	230.782

	Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021
<u>Composição do passivo fiscal diferido</u>		
Tributação sobre Bases Universais - QGEP B.V (b)	(43.194)	(43.194)
Crédito de exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	(14.763)	(14.763)
Depreciação acelerada (a)	(45.920)	(45.920)
Provisão para abandono	(34.901)	(34.879)
Ajuste a valor justo – campo de Atlanta	(253.476)	(260.807)
Provisões diversas	(75.520)	(28.720)
Total	(467.774)	(428.283)

	Consolidado
<u>Ativo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2021	230.782
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:	
Amortização da provisão para abandono	4.092
Arrendamento - IFRS 16/CPC 06	(37.955)
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	56.572
Provisões diversas liquidadas - adições e reversões	64.476
Saldo em 31 de março de 2022	317.967

	Consolidado
<u>Passivo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(428.283)
Provisão para abandono	(22)
Ajuste a valor justo – campo de Atlanta	7.330
Provisões diversas liquidadas - exclusões e reversões	(46.799)
Saldo em 31 de março de 2022	(467.774)

Saldo passivo diferido líquido (149.807)

- a) Refere-se a passivo fiscal diferido decorrente da aplicação do método de depreciação acelerada ao longo do exercício de 2018. A Companhia tem previsão de iniciar a realização deste passivo diferente durante o segundo semestre de 2022.

b) A Tributação sobre Bases Universais – QGEP BV não sofreu alteração entre o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e o período findo em 31 de março de 2022 devido a apuração do prejuízo no período por esta Companhia.

A Companhia preparou o estudo de realização de seus créditos fiscais com base nas premissas operacionais e financeiras de seu modelo de negócio previstos para os próximos exercícios preparado anualmente na data base de 31 de dezembro.

Segue cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido pelos próximos exercícios consubstanciado pelo estudo de realização preparado pela Administração e aprovado pelos órgãos de governança da Companhia:

Ativo:

2022	132.102
2023	71.112
2024	9.964
A partir de 2025	104.789
Total	<u>317.967</u>

13. INVESTIMENTOS

13.1. Composição

A seguir, são apresentados os detalhes das controladas da Companhia no encerramento do período em 31 de março de 2022:

Participação	Nome da controlada	Local de constituição e operação	Participação no capital votante e total detidos
Direta	Enauta Energia S.A.	Brasil	100%
Indireta	QGEP B.V.	Países Baixos	100%
Indireta	Atlanta Field B.V.	Países Baixos	100%
Indireta	AFPS BV	Países Baixos	100%

A Enauta Energia S. A. é uma sociedade anônima de capital fechado e tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados, operação na navegação de apoio marítimo e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócia ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica, mediante concessão ou autorização das autoridades competentes.

A QGEP Netherlands B.V. (“QGEP B.V.”) com sede na cidade de Roterdã, nos Países Baixos, tem como objeto social constituir, gerenciar e supervisionar empresas, realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais, bem como todas e quaisquer coisas que estejam relacionadas às atividades descritas.

A Atlanta Field B.V. (“AFBV”), com sede na cidade de Roterdã, Países Baixos, tem como principal objeto social a aquisição, orçamento, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração e aproveitamento da área de concessão e, ainda, adquirir, administrar e operar equipamentos, incluindo aqueles registrados para apoiar as atividades declaradas do Grupo. A época de sua constituição, foi criada visando a parceria com os não operadores na concessão do Bloco BS-4.

A AFPS BV (“AFPS”), com sede na cidade de Roterdã, Países Baixos, tem como principal objeto social possuir, arrendar, subarrendar e operar embarcações flutuantes de produção e descarga e qualquer outro equipamento de upstream ou downstream.

13.1.1. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Abaixo, dados dos investimentos e as informações financeiras para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas (em R\$):

	31/03/2022			
	Enauta Energia	QGEP BV	AFBV	AFPS BV
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	10.000	1
Percentual de participação	100%	100%	100%	100%
Capital social	2.042.553	2	20	-
Patrimônio líquido	3.934.998	639.980	632.219	592.668
Resultado do período	(96.384)	(11.416)	(10.002)	(9.159)
Ativo total	5.886.644	641.352	1.037.740	861.272
Passivo total	1.951.646	1.372	405.521	268.604
Receita operacional líquida	629.606	-	67.629	-

	31/12/2021			
	Enauta Energia	QGEP BV	AFBV	AFPS BV
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	10.000	1
Percentual de participação	100%	100%	100%	100%
Capital social	2.042.553	2	2	0,005 (*)
Patrimônio líquido	4.116.599	97.034	41.679	0,005 (*)
Resultado do exercício	1.453.821	14.295	5.681	
Ativo total	6.702.910	97.472	447.583	0,005 (*)
Passivo total	2.568.311	438	524.708	
Receita operacional líquida	1.804.939	-	17.382	

(*) Equivalente a USD 1.

A movimentação dos investimentos da Companhia apresentada nas informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas é como segue:

	31/03/2022	
	Controladora	
Saldo em 31 de dezembro de 2021	4.116.599	
Plano de opção de ações	(628)	
Ajustes acumulados de conversão	(78.663)	
Efeito hedge	(5.926)	
Resultado de equivalência patrimonial	(96.384)	
Saldo em 31 de março de 2022	<u>3.934.998</u>	

	31/12/2021	
	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.749.257	27.138
Redução de Capital - AFBV	-	(9.840)
Consolidação pela incorporação de 50% da AFBV	-	(15.970)
Plano de opção de ações	673	-
Pagamento de dividendos (a)	(45.206)	-
Dividendos propostos	(52.314)	-
Ajustes acumulados de conversão	6.627	(1.242)
Hedge	3.741	-
Resultado de equivalência patrimonial	<u>1.453.821</u>	<u>(86)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2021	<u>4.116.599</u>	<u>-</u>

(a) Em 11 de maio de 2021 a Companhia recebeu dividendos adicionais ao mínimo obrigatório referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020 no montante de R\$45.206. Adicionalmente, a controlada Enauta Energia destinou R\$52.314 do resultado referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 para o pagamento de dividendos.

14. IMOBILIZADO

	Taxas de depreciação	Consolidado		
		31/03/2022		
		Custo	Depreciação	Valor contábil
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	3.005	(2.352)	653
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Benfeitorias	10%	1.556	(1.253)	303
Computadores – <i>hardware</i>	20%	4.669	(3.549)	1.120
Imóveis	4%	6.363	(1.377)	4.986
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		<u>19.874</u>	<u>(12.638)</u>	<u>7.236</u>
<u>Segmento de upstream</u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.842	(16.164)	678
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - BS-4 (ii)		2.569.308	(1.103.825)	1.465.483
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati (ii)		<u>1.058.524</u>	<u>(994.538)</u>	<u>63.986</u>
Subtotal		<u>3.644.674</u>	<u>(2.114.527)</u>	<u>1.530.147</u>
Total		<u>3.664.548</u>	<u>(2.127.165)</u>	<u>1.537.383</u>

	Taxas de depreciação	Consolidado		
		31/12/2021		
		Custo	Depreciação	Valor contábil
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.957	(2.295)	662
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Benfeitorias	10%	1.556	(1.214)	342
Computadores – <i>hardware</i>	20%	4.514	(3.454)	1.060
Imóveis	4%	6.363	(1.331)	5.032
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		<u>19.671</u>	<u>(12.401)</u>	<u>7.270</u>
<u>Segmento de upstream</u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.842	(16.107)	735
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - BS-4 (ii)		1.841.981	(1.050.305)	791.676
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati (ii)		1.094.247	(987.492)	106.755
Gastos na fase de exploração de recursos naturais – Poço SEAL		<u>18.133</u>	<u>-</u>	<u>18.133</u>
Subtotal		<u>2.971.203</u>	<u>(2.053.904)</u>	<u>917.299</u>
Total		<u>2.990.874</u>	<u>(2.066.305)</u>	<u>924.569</u>

- (i) Referentes a poços descobridores e delimitadores do campo de Manati.
- (ii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (nota explicativa 27 (b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.

Custo	Consolidado					Total
	Imobilizados corporativos	Desenvolvimento de recursos naturais	Desenvolvimento de produção de petróleo e gás - BS-4	Desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati	Exploração de recursos naturais - SEAL	
Saldo 31/12/20	19.447	16.842	1.370.170	1.073.798	-	2.480.257
(+) Adições	380	-	511.394 (a)	20.787 (b)	18.133 (c)	550.694
(-) Perda por redução a valor recuperável de ativos	-	-	(39.583) (d)	-	-	(39.583)
(-) Baixas	(156)	-	-	(338)	-	(494)
Saldo em 31 /12/21	<u>19.671</u>	<u>16.842</u>	<u>1.841.981</u>	<u>1.094.247</u>	<u>18.133</u>	<u>2.990.874</u>
(+) Adições	204	-	822.533 (e)	10.082	78.745 (f)	911.564
(-) VC sobre ativos	-	-	(1.629)	-	-	(1.629)
Provisão para abandono	-	-	(93.577)	(45.641)	-	(139.218)
(-) Baixas	(1)	-	-	(164)	(96.878) (g)	(97.043)
Saldo em 31/03/22	<u>19.874</u>	<u>16.842</u>	<u>2.569.308</u>	<u>1.058.524</u>	<u>-</u>	<u>3.664.548</u>

Em 31 de dezembro de 2021, as principais movimentações de imobilizado no período referem-se a (a) R\$52.839 de variação cambial sobre provisão de abandono do Campo de Atlanta e ao reconhecimento do valor justo pela totalidade do Campo de Atlanta (nota explicativa 15.1) no montante de R\$396.345; (b) R\$20.787 de variação cambial sobre provisão de abandono do Campo de Manati; (c) adições referentes a gasto de perfuração do primeiro poço exploratório do bloco Seal 428 localizado em Sergipe – Alagoas e (d) efeito da perda por recuperabilidade dos ativos na AFBV trazida na movimentação de 2021 devida a consolidação dos saldos a partir de 25 de junho de 2021 (nota explicativa 2.4) – de aproximadamente R\$17.000, acrescido da provisão para perda a valor recuperável registrada na Enauta Energia, de aproximadamente R\$19.000. A perda registrada nos ativos da AFBV foi mensurada pela Companhia considerando sua estimativa efetiva de uso (não utilizáveis no Sistema Definitivo).

Em 31 de março de 2022, as principais movimentações de imobilizado no período referem-se a (e) adaptação do FPSO para o Sistema Definitivo (SD), no montante de R\$822.533; (f) gastos incorridos na perfuração do primeiro poço exploratório do bloco Seal 428 localizado em Sergipe – Alagoas; e (g) baixa dos gastos incorridos e capitalizados referentes ao bloco Seal 428, mencionado na letra (f) anterior, devido a não constatação da presença de hidrocarboneto neste poço.

Depreciações e amortizações	Consolidado				Total
	Depreciações imobilizado corporativo	Amortizações gastos com exploração de recursos naturais	Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo- BS-4	Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(11.608)	(15.679)	(592.776)	(931.089)	(1.551.152)
(-) Amortização	(793)	(428)	(457.529)	(56.403)	(515.153)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(12.401)	(16.107)	(1.050.305)	(987.492)	(2.066.305)
Ajustes de conversão	-	-	519	-	519
(-) Amortização	(237)	(57)	(54.039)	(7.046)	(61.379)
Saldo em 31 de março de 2022	(12.638)	(16.164)	(1.103.825)	(994.538)	(2.127.165)

15. INTANGÍVEL

15.1. Aquisição do Campo de Atlanta (combinação de negócios à luz do IFRS 3/ CPC 15 (R1))

Em 21 de dezembro de 2020, a Enauta Energia celebrou acordo com a Barra Energia por meio do qual assumiria os 100% da participação no bloco BS-4 (50% remanescente da Barra Energia).

A conclusão definitiva da transferência da participação de 50% da Barra Energia à Enauta estava condicionada a determinadas condições precedentes tais como a constituição de garantia financeira e assinatura de termo aditivo ao Contrato de Concessão junto ao órgão regulador ANP.

Em 25 de junho de 2021, a ANP aprovou a modalidade de garantia corporativa como instrumento de garantia financeira de descomissionamento do Campo de Atlanta, concluindo-se, então, a transferência de 50% dos direitos e obrigações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Campo de Atlanta para a Enauta Energia. Como consequência, a Companhia passou a reconhecer o efeito dessa transferência de 50% em suas informações financeiras.

O valor justo da participação do Campo de Atlanta foi estimado aplicando o método de projeção dos fluxos de caixa descontados considerando que não foram identificadas transações dessa natureza no mercado brasileiro com terceiros e características análogas para fins de comparabilidade e mensuração usando o método de avaliação “*Market approach*”.

O valor justo de 100% do Campo de Atlanta foi estimado aplicando-se o método de projeção dos fluxos de caixa e baseando-se nas premissas descritas abaixo, sendo o valor total avaliado em R\$1.583.244, gerando um ganho bruto, decorrente da avaliação a valor justo dos ativos líquidos, de R\$821.305 entre ganho por compra vantajosa e remensuração a valor justo da participação anterior registrados em junho de 2021.

- Taxa de desconto (após impostos) estimada em 8,0% (real).
- Curva de produção 1P e 2P (desenvolvida e não desenvolvida) certificadas em 31 de dezembro de 2020 por *GaffneyCline* (certificação mais recente contratada pela Companhia à data da projeção dos fluxos de caixa), ponderadas pela expectativa da Administração em realização das reservas e descontada a produção efetiva entre janeiro e junho de 2021 (data de aquisição).
- SPA com perfuração de 3 poços, produzindo por 4 anos.
- Sistema Definitivo (SD) com 5 poços adicionais produzindo a partir de meados de 2024 com troca para FPSO definitivo e com maior capacidade de produção que o FPSO atual, sendo o projeto aprovado com Capex estimado pela Companhia em valores aproximados de US\$ 700 milhões.
- Valor do Brent estimado com base na curva Forward para o ano de 2021 e pela mediana do forecast da Bloomberg de 2022 em diante (até 2034, ano em que se extingue a concessão).

A avaliação a valor justo e o conseqüente ganho por compra vantajosa gerou um imposto de renda diferido passivo na data de aquisição de R\$279.276 (saldo em 31 de março de 2022, líquido da parcela já realizada monta a R\$253.476 como divulgado na nota explicativa 12.4).

Ativos adquiridos e passivos assumidos – no campo de Atlanta:

O valor justo dos ativos e passivos identificáveis na data da aquisição é apresentado a seguir:

	Valor justo reconhecido <u>na aquisição</u>
Ativos	
Caixa e equivalentes de caixa	36.166
Títulos e valores mobiliários	212.442
Contas a receber	173.797
Estoques	29.120
Impostos e contribuições a recuperar	3.160
Contas a receber - Partes relacionadas	113
Créditos com parceiros	8.460
Instrumentos financeiros	5.048
Outros	30.412
Caixa restrito	131.743
IR e CSLL diferidos	44.561
Outros ativos não circulantes	3.752
Investimentos	15.971
Imobilizado	1.035.389
Intangível	646.495
Arrendamentos - direito de uso	243.155
Total dos Ativos Identificáveis	2.619.784
Passivos	
Fornecedores	(50.435)
Arrendamentos	(195.066)
Empréstimos e financiamentos	(36.519)
Impostos e contribuição a recolher	(8.322)
Remuneração e obrigações sociais	(64)
Contas a pagar - partes relacionadas	(57.343)
Outras obrigações	(12.924)
Arrendamentos	(135.920)
Provisão para abandono	(495.031)
Empréstimos e financiamentos	(44.916)
Total Passivos Identificáveis	(1.036.540)
Total dos ativos identificáveis líquidos ao valor justo	1.583.244
Ganho por compra vantajosa	(791.622)
Total da contraprestação (Contraprestação transferida + Participação anterior a valor justo)	791.622

A parcela do ganho por compra vantajosa referente à participação adicional de 50% registrada em 30 de junho de 2021 foi de R\$791.622 e foi reconhecido ainda um ganho de compra vantajosa adicional no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 de R\$57.529, decorrente principalmente por ter a contraparte Barra Energia abdicado de contraprestação pela sua participação neste negócio (Campo de Atlanta) quando notificou a Companhia e a ANP da desistência em continuar no projeto BS-4. Esse ganho encontra-se registrado no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais.

Se a combinação de negócios tivesse ocorrido no início do exercício (01 de janeiro de 2021) para o período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2021 as receitas da Companhia em BS-4 totalizariam R\$1.597.032 e o lucro operacional no projeto seria de R\$365.184.

Valor justo da participação anterior – 50% de participação antes da Combinação de negócio

O valor justo da participação anterior da Companhia (50%) e o ganho decorrente da remensuração a valor justo da participação da adquirente na adquirida antes da combinação de negócios estão apresentados abaixo:

	Valor justo da participação anterior	Valor registrado da participação anterior	Ganho na remensuração
Campo de Atlanta	791.622	761.939	29.683

Esse ganho decorrente da remensuração da participação anterior a valor justo, no montante de R\$29.683 foi registrado também na demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais.

A contabilização dos ativos líquidos adquiridos nessa transação nas anuais de 31 de dezembro de 2021 foi efetuada com base em uma avaliação do valor justo por assessoria independente para a realização do PPA (“Purchase Price Allocation”). A conclusão desta transação é esperada dentro do período de 12 meses permitido pela norma contábil de combinação de negócios.

Em continuidade à transação de combinação de negócios descrita acima, em 26 de junho de 2021 a Companhia recebeu em caixa, da Barra Energia, R\$212.442 e assumiu a titularidade de 100% do caixa restrito anteriormente mantido pela Barra Energia no montante de R\$131.743 em contrapartida à provisão de abandono do Campo assumida integralmente pela Companhia a partir de 25 de junho de 2021, cujo valor total na data era de R\$495.031 (R\$278.313 parcela da Barra Energia).

15.2. Os valores de composição do ativo intangível no período findo em 31 de março de 2022 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 são conforme abaixo:

	Consolidado			Valor contábil 31/03/2022
	Taxa de amortização	Custo	Amortizações	
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(38.475)	212.234
Bônus de assinatura (ii)	-	152.066	-	152.066
Softwares	20%	12.478	(8.875)	3.603
Aumento de participação em consórcio – Atlanta (iv)	-	424.960	(18.448)	406.512
Total		840.213	(65.798)	774.415

	Consolidado			Valor contábil 31/12/2021
	Taxa de amortização	Custo	Amortizações	
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(36.788)	213.921
Bônus de assinatura (ii)	-	152.066	-	152.066
Softwares	20%	12.498	(8.719)	3.780
Aumento de participação em consórcio – Atlanta (iv)	-	424.960	(14.591)	410.369
Total		840.233	(60.097)	780.136

Custo e amortização	Consolidado				
	Aquisição de concessão exploratória	Bônus de assinatura	Aumento de participação em consórcio – Atlanta	Softwares	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	226.481	162.181	-	817	389.479
(+) Adições (custo) (iv)	-	-	424.960	3.587	428.547
(-) Baixas (custo) (iii)	-	(10.115)	-	-	(10.115)
(-) Adições (amortização)	(12.560)	-	(14.591)	(624)	(27.775)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	213.921	152.066	410.369	3.780	780.136
(-) Baixas (custo)	-	-	-	(20)	(20)
(-) Adições (amortização)	(1.687)	-	(3.857)	(157)	(5.701)
Saldo em 31 de março de 2022	<u>212.234</u>	<u>152.066</u>	<u>406.512</u>	<u>3.603</u>	<u>774.415</u>

- (i) Refere-se aos direitos de participação de 30% nos campos de Atlanta e Oliva (BS-4), localizado no offshore da Bacia de Santos no valor de R\$250.709 (valor pago pela parcela de participação da Enauta à época). A amortização teve início em maio de 2018 com o início da produção dos campos.
- (ii) Gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP, os quais não estão sendo amortizados, pois se referem às áreas de concessão em fase exploratória (nota explicativa 27).

- (iii) Em 31 de dezembro de 2021, as baixas referem-se ao bloco CE-M-661 localizado na bacia do Ceará, cujo pedido já foi protocolado junto à ANP.
- (iv) Refere-se ao reconhecimento da transferência de 50% dos direitos e obrigações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Campo de Atlanta, conforme divulgado na nota explicativa 15.1.

16. ARRENDAMENTOS

Ativo de arrendamento	Consolidado		
	<u>Equipamentos</u>	<u>Imóveis</u>	<u>Total</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2020	<u>396.115</u>	<u>2.109</u>	<u>398.224</u>
Amortização	(266.774)	(276)	(267.050)
Adições e exclusões de contratos	30.340	-	30.340
Aumento participação – BS-4	328.907	-	328.907
Atualização de contratos (a)	<u>25.226</u>	<u>(759)</u>	<u>24.467</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2021	<u>513.814</u>	<u>1.074</u>	<u>514.888</u>
Amortização	(90.503)	(62)	(90.565)
Adições de contratos	1.824	-	1.824
Ajustes de conversão	<u>(345)</u>	<u>-</u>	<u>(345)</u>
Saldos em 31 de março de 2022	<u>424.790</u>	<u>1.012</u>	<u>425.802</u>

Passivo de arrendamento	Consolidado		
	<u>Arrendamentos a pagar</u>	<u>AVP</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>638.109</u>	<u>(73.133)</u>	<u>564.976</u>
Pagamentos	(419.045)	-	(419.045)
Adições e exclusões de contratos	31.940	(1.600)	30.340
Aumento de participação BS-4	352.765	(23.858)	328.907
Variação cambial de arrendamentos	81.147	(6.935)	74.212
Reconhecimento AVP	-	50.184	50.184
Atualização de contratos	<u>29.758</u>	<u>(23.611)</u>	<u>6.147</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2021	<u>714.674</u>	<u>(78.953)</u>	<u>635.721</u>
Pagamentos	(117.752)	-	(117.752)
Adições de contratos	1.970	(146)	1.824
Variação cambial de arrendamentos	(96.790)	7.723	(89.067)
Reconhecimento AVP	-	8.224	8.224
Ajustes de conversão	<u>2.198</u>	<u>-</u>	<u>2.198</u>
Saldo em 31 de março de 2022	<u>504.300</u>	<u>(63.152)</u>	<u>441.148</u>

- (a) Refere-se ao aditamento de determinados contratos já existentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 relativas à postergação de prazo e alterações nas taxas de descontos.

Os fluxos de pagamento são descontados a taxas que variam de 6,7% a.a. a 8,39% a.a., sendo 7,86% a.a. a taxa utilizada para desconto dos fluxos do FPSO.

Comparativo entre os saldos do arrendamento mercantil considerando os fluxos com e sem a inflação:

Passivo de arrendamento mercantil	31.03.2022	31.12.2021
IFRS 16	11.494	14.731
Nota Explicativa	11.130	14.380
Direito de uso líquido		
IFRS 16	10.734	14.063
Nota Explicativa	10.520	13.813
Despesa financeira		
IFRS 16	(283)	(947)
Nota Explicativa	(305)	(985)
Despesa de amortização		
IFRS 16	(4.287)	(9.682)
Nota Explicativa	(4.215)	(9.544)

Os fluxos acima apresentados foram apenas calculados sobre os arrendamentos do imóvel onde está situada a sede da Companhia e determinadas embarcações cujos contratos de arrendamento estão denominados em reais.

Para os demais arrendamentos que refletem em sua grande maioria equipamentos subsea e FPSO, não calculamos a inflação devido a sua contratação ter sido efetuada em Dólar Americano e os pagamentos deles serem remetidos a fornecedores estrangeiros.

Os ativos de direito de uso representam os seguintes ativos subjacentes em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021:

<u>Ativos de direito de uso</u>	<u>31.03.2022</u>	<u>31.12.2021</u>
FPSO	279.019	345.054
Equipamentos subsea	109.596	114.818
Embarcações	36.175	53.942
Imóveis	<u>1.012</u>	<u>1.074</u>
Total	<u>425.802</u>	<u>514.888</u>

Impactos no período:

As amortizações dos direitos de uso dos bens contabilizados são de acordo com a vigência de cada contrato, respeitando os respectivos períodos de utilização. Em relação a esses arrendamentos, de acordo com o CPC 06 (R2)/IFRS 16, o Grupo reconheceu despesas de depreciação e juros, em vez de despesas de arrendamento operacional.

17. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021	31/03/2022	31/12/2021
Fornecedores nacionais	346	364	50.734	54.607
Débitos com parceiros	-	-	115.031	42.558
Fornecedores estrangeiros	=	=	<u>323.904</u>	<u>97.246</u>
Total	<u>346</u>	<u>364</u>	<u>489.669</u>	<u>194.411</u>
Circulante	<u>346</u>	<u>364</u>	<u>416.709</u>	<u>194.411</u>
Não circulante	=	=	<u>72.960</u>	=

Em 31 de março de 2022 a conta de fornecedores nacionais no consolidado inclui serviços e equipamentos fornecidos para a perfuração do primeiro poço exploratório do bloco SEAL-M-428.

18. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Destinam-se, principalmente, a investimentos em projetos de avaliação, exploração e desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural.

	31/03/22	31/12/21	Consolidado		
			Encargos	Pagamento	Vcto até
Moeda nacional					
BNB - Banco do Nordeste	<u>93.842</u>	<u>98.131</u>	4,71% a.a. (c)	Mensal	Set/22
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos:					
Subcrédito A	25.276	29.663	3,5% a.a.	Mensal	Set/23
Subcrédito B	<u>29.437</u>	<u>34.153</u>	TJLP + Juros	Mensal	Set/23
	<u>54.713</u>	<u>63.816</u>	(a)		
Total	<u>148.555</u>	<u>161.947</u>			
Total consolidado - Saldo bruto (b)	148.555	161.947			
Custo do empréstimo Finep	<u>(396)</u>	<u>(462)</u>			
Saldo consolidado líquido	<u>148.159</u>	<u>161.485</u>			
Circulante	130.346	134.641			
Não circulante	17.813	26.844			

Em 31 de março de 2022 a TJLP foi de 6,08% a.a. (5,32% a.a em dezembro de 2021).

(a) Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito A incidirão juros compostos de 3,5% ao ano, *pro rata tempore*.

Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito B incidirão juros compostos de TJLP acrescidos de 5% ao ano a título de spread, reduzidos por equalização equivalente a 6,5% ao ano.

(b) Saldo não inclui o custo de captação do empréstimo no valor de R\$396 em 31 de março de 2022 (R\$462 em 31 de dezembro de 2021). Este valor é retido no momento da liberação do crédito.

(c) Reduzida por bônus de adimplência de 15%.

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo final em 31 de dezembro de 2020	217.073
Saldo bruto do custo de empréstimo 31 de dezembro de 2020	217.073
(+) Adições de juros e custos de financiamento	9.469
(-) Amortização de principal	(54.704)
(-) Amortização de juros	<u>(10.353)</u>
Saldo final em 31 de dezembro de 2021	161.485
(+) Adições de juros e custos de financiamento	2.059
(-) Amortização de principal	(13.255)
(-) Amortização de juros	<u>(2.130)</u>
Saldo final em 31 de março de 2022	<u>148.159</u>

Os vencimentos da parcela não circulante dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados como segue:

<u>Vencimentos</u>	<u>31/03/2022</u>
2023	<u>17.813</u>
Total	<u>17.813</u>

De acordo com os termos do contrato da Finep, o principal da dívida deve ser pago em 85 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorreu em 15 de setembro de 2016 e as demais em igual dia dos meses subsequentes, ocorrendo a última em 15 de setembro de 2023. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. O empréstimo é garantido através de aval corporativo pela Companhia.

De acordo com os termos do contrato do BNB, o principal da dívida deve ser pago em 84 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorreu em 20 de outubro de 2019 e as demais em meses subsequentes, ocorrendo a última em 29 de setembro de 2026. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. Durante todo tempo do contrato a Companhia manterá pelo menos três prestações mensais desta operação, compreendendo principal e encargos, tomada como referência mínima a maior prestação devida, em conta reserva (nota explicativa 11).

O contrato previa ainda que caso os projetos envolvidos (BM-CAL-12, BM-J-2 e BM-CAL-5) na dívida BNB fossem descontinuados e devolvidos à ANP em conjunto, ocorreria a aceleração da amortização desta dívida em, no mínimo, 24 parcelas mensais, sendo que a última parcela não poderia ultrapassar setembro de 2022. Em fevereiro de 2022 o consórcio decidiu pela devolução em definitivo do terceiro e último Bloco (BM-CAL-12) e, como consequência, o empréstimo junto ao BNB no montante de R\$98.131 foi integralmente transferidos para o passivo circulante em 31 de dezembro de 2021. Não há bens dados em garantias para estes empréstimos e as dívidas não são conversíveis em ações.

19. PROCESSOS JUDICIAIS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos e/ou nos termos dos contratos de consórcio relevantes, com base na opinião do Operador do Bloco respectivo (este como responsável por acompanhamento da demanda judicial), concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia e suas controladas. Consequentemente, nenhuma provisão foi constituída no período findo em 31 de março de 2022 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

19.1. Processos judiciais não provisionados

Os processos considerados como de perda possível que não foram provisionados nas informações financeiras trimestrais, encontram-se apresentados abaixo e os valores informados estão atualizados até 31 de março de 2022.

Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (“INEMA”)

A Execução Fiscal nº 0087249-25.2010.805.0001, decorrente da multa aplicada no Auto de Infração nº 2006-007365/TEC/AIMU-0343, lavrado em 22 de novembro de 2006. A infração refere-se ao descumprimento de condicionante determinada pelo Instituto do Meio Ambiente (“IMA”), resultando no assoreamento de córregos e erosão, quando da instalação do gasoduto entre os municípios de Guaibin e São Francisco do Conde, cuja multa, atualizada, é de R\$748 (participação da Enauta) em 31 de março de 2022 (R\$1.331 em 31 de dezembro de 2021).

O auto de infração nº 2009-014426/TEC/AIMU0265 foi lavrado em razão do descumprimento da condicionante 1 e cumprimento parcial das condicionantes 2, 6 e 7 da estabelecidas pelo IMA em Portaria RA 8050 de 30 de março de 2007 com vistas a obter a licença ambiental para construir gasoduto. A contingência atualizada tem valor de R\$457 (participação da Enauta) em 31 de março de 2022 (R\$400 em 31 de dezembro de 2021).

Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”)

O processo administrativo nº 02006.001664/2007-46 foi aberto em razão da lavratura do Auto de Infração nº 409516-D instaurado pelo IBAMA em 2007. Trata-se de ação decorrente do arraste de gasoduto do Campo de Manati sobre a região denominada Laje do Machadinho (BA), fato este que teria causado danos ambientais no local. A contingência atualizada tem valor de R\$10.134 (participação da Enauta) em 31 de março de 2022 (R\$10.435 em 31 de dezembro de 2021).

Secretaria de Fazenda do Estado da Bahia - Superintendência de Administração Tributária (“SAT”)

Foram lavrados sete autos de infração pela Superintendência de Administração Tributária da SEFAZ/BA, a partir de 2015, sendo cinco apenas ao final de 2021, em razão do suposto cometimento das seguintes infrações: (i) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadorias adquiridas para integrar o ativo permanente do estabelecimento; (ii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a aquisição de material para uso e consumo do estabelecimento; (iii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadoria(s) adquirida(s) com pagamento de imposto por substituição tributária; e (iv) omissão na prestação de informações relacionadas a lançamentos efetuados na EFD, os quais a Companhia está verificando a assertividade do valor e acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. A contingência atualizada tem valor de R\$5.305 (participação da Enauta) em 31 de março de 2022 (R\$3.112 em 31 de dezembro de 2021).

Processos junto à Agência Nacional do Petróleo – (“ANP”)

Processo administrativo nº 48610.09213/2020-03 em razão da multa aplicada no auto de infração recebido em 16 de junho de 2020 lavrado pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente na ANP (“SSM”).

A infração refere-se à suposta não conformidade identificada em auditoria do SGSO conduzida pela SSM em abril de 2019 na unidade FPSO Petrojarl I. Foi apresentada a defesa e em agosto de 2021 foi fixada multa em R\$ 803. Em 10 de janeiro de 2022 a Companhia recolheu efetivamente o valor da multa, atualizada no total de R\$904.

Processo administrativo nº 48610.206338/2022-35 em razão da multa aplicada no auto de infração recebido em 25 de março de 2022 lavrado pela ANP. A infração refere-se ao suposto descumprimento do Plano de Desenvolvimento do Campo de Atlanta. Foi apresentada a defesa e a multa ainda não foi fixada, podendo variar entre R\$ 5 a R\$ 2.000.

ICMS

Aproveitamento de crédito de ICMS nas aquisições de mercadorias (combustíveis) como insumos para as embarcações afretadas no exercício de 2007 a 2009. A questão envolve processos em fase administrativa, em que a Companhia está verificando a assertividade do valor e acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. No tocante à participação da Enauta, os valores em discussão, montam cerca de R\$6.652 em 31 de março de 2022 (R\$6.545 em 31 de dezembro de 2021).

IRRF, PIS, COFINS e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de impostos e contribuições sobre remessas ao exterior para o pagamento de afretamento nos exercícios de 2008 a 2013. Nos exercícios de 2008 e 2009 referem-se ao não recolhimento de IRRF e CIDE. Já nos exercícios de 2010 a 2013 referem-se ao não recolhimento de IRRF, CIDE, PIS e COFINS.

Os processos em que se discute CIDE 2008, CIDE 2009, PIS/COFINS 2011 e PIS/COFINS 2012 já se encontram na fase judicial. O relativo a CIDE 2008 tem decisão de primeira instância favorável e aguarda julgamento de recurso em segunda instância e os demais ainda estão na primeira instância aguardando a prolação da sentença. Os processos relativos à CIDE 2010 a 2013 e à PIS/COFINS 2010 e 2013 ainda se encontram na fase administrativa, todos aguardando julgamento do Recurso Especial no CARF. A Companhia está acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras.

Em relação ao IRRF, o Operador optou pelo pagamento especial previsto na Lei Federal nº 13.586/2017, artigo 3º, o que resultou na obrigatória desistência (parcial) dos processos que tinham por objeto os débitos deste imposto, conforme descrito na nota explicativa 12.2 (c).

Com relação à participação da Enauta, os valores que permanecem em discussão referentes aos afretamentos realizados de 2008 a 2013, montam cerca de R\$69.214 (participação Enauta) em 31 de março de 2022 (R\$64.895 em 31 de dezembro de 2021).

19.2. Processos judiciais - recuperação de tributos

Exclusão do ICMS na base de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS

Em 2014 a controlada Enauta Energia entrou com ação judicial questionando a constitucionalidade da inclusão do ICMS nas bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS e pleiteando a restituição do valor recolhido.

Em março de 2017, o Supremo Tribunal Federal (STF) concluiu o julgamento, na sistemática de repercussão geral, do *leading case* da matéria (RE 574.706), com decisão favorável aos contribuintes, a fim de garantir os direitos de exclusão do ICMS das bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS.

Em 2018, o Tribunal Regional Federal da 2ª Região (TRF2) julgou favorável os argumentos apresentados pela controlada Enauta Energia na Ação Declaratória nº 0182458-25.2014.4.02.5101, ajuizada para questionar a constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS e para requerer a restituição dos valores recolhidos a partir de dezembro de 2009 e, com base nesta decisão, do STF e nas opiniões legais dos consultores jurídicos, deixou de incluir o ICMS nas bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS a partir deste período.

Em 26 de junho de 2020 transitou em julgado a decisão favorável proferida pelo TRF2 nos autos da ação declaratória referida acima. Como resultado desta decisão, foi reconhecido em 30 de junho de 2020 o valor de R\$56.485 como impostos a recuperar em contrapartida do resultado do exercício findo naquela data, seguindo os critérios da Solução Consulta Interna Cosit (SCI) 13/2018, em linha com o CPC 25/IAS 37 e as orientações da OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SNC/SEP/n.º 01/2021.

Contudo, em 13 de maio de 2021, o STF julgou os embargos de declaração opostos pela União Federal no *leading case* da matéria (RE 574.706), na sistemática de repercussão geral, e definiu que o critério a ser utilizado para fins de restituição é o valor do ICMS destacado na nota fiscal e não o ICMS a pagar, líquido dos créditos, como era o entendimento disposto na supracitada Solução Consulta Interna Cosit (SCI) 13/2018. Por este motivo, a Companhia reconheceu seus créditos fiscais adicionais, no valor de R\$10.681, a partir de 31 de maio de 2021 (sendo R\$ 7.142 de principal e R\$ 3.539 de receita financeira), resultando em um valor total a recuperar atualizado em 31 de março de 2022 no montante de R\$70.671 (conforme nota explicativa 12.1).

A Companhia destaca que em setembro de 2020, devido ao trânsito em julgado da decisão proferida em sua ação declaratória naquele exercício, foi levantado o valor de R\$ 6.000 que havia sido depositado judicialmente por um pequeno período ao longo do referido processo.

A recuperação dos créditos de PIS e COFINS indevidamente recolhidos desde 2009 pela Enauta Energia ocorrerá via execução de sentença (precatório judicial) e passará a ser receita tributável para fins de IRPJ e CSLL na data da expedição do precatório, conforme disposto no inciso II, parágrafo 1º do artigo 5º do Ato Declaratório Interpretativo SRF23/2003., excluindo-se o valor referente à taxa SELIC, no valor R\$25.396, em função do julgamento do Tema 962 pelo STF.

20. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e período findo em 31 de março de 2022. A provisão constituída reflete a revisão das estimativas dos gastos a serem incorridos, incluindo e não limitados, a: (i) tamponamento dos poços; e (ii) remoção das linhas e dos equipamentos de produção, e (iii) outros custos inerentes.

Os custos com abandono foram projetados com base em uma inflação média da indústria de 2,64% ao ano (em dólares norte-americanos) até a data esperada do efetivo abandono, e foram trazidos a valor presente por uma taxa livre de risco em dólares norte-americanos, para ativos brasileiros, de 4,48% ao ano.

A movimentação da provisão para abandono no período findo em 31 de março de 2022 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 é como segue:

	Campos		Consolidado
	Manati	Atlanta	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	260.328	225.238	485.566
Atualização	20.856	52.839	73.695
Adição de participação consórcio (nota explicativa 15.1)	-	278.313	278.313
Ajuste a valor presente (adição de participação consórcio)	-	(57.529)	(57.529)
Ajuste a valor presente	<u>4.267</u>	<u>6.868</u>	<u>11.135</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2021	285.451	505.729	791.180
Adição de provisão (a)	10.116	14.253	24.369
Atualização Cambial	(45.792)	(93.577)	(139.369)
Ajuste a valor presente	<u>271</u>	<u>2.286</u>	<u>2.557</u>
Saldo em 31 de março de 2022	<u>250.046</u>	<u>428.691</u>	<u>678.737</u>

(a) Vide nota explicativa 3.2.6 – efeito de alteração de taxa de desconto.

A Companhia, no contexto dos consórcios, reavalia anualmente as estimativas de provisão de abandono de seus campos.

A análise reflete a revisão prospectiva dos principais gastos de abandono à luz das novas tecnologias existentes e do novo patamar de custos dos prestadores de serviço para a indústria de óleo e gás.

21. OBRIGAÇÕES DE CONSÓRCIOS

	Consolidado	
	<u>31/03/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
PEM a pagar	<u>65.246</u>	<u>92.200</u>
Total	<u>65.246</u>	<u>92.200</u>
Circulante	7.324	34.278
Não circulante	57.922	57.922

Em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021, o valor de R\$57.922 refere-se a adiantamentos de PEM (Programa exploratório mínimo) recebidos dos sócios dos blocos PAMA-M-265, PAMA-M-337 e FZA-90. Estes blocos estão com contrato suspenso temporariamente em razão do aguardo do IBAMA com o licenciamento ambiental, não sendo aplicável desta forma a atualização das garantias.

O valor de R\$7.324 registrado em 31 de março de 2022 como passivo circulante refere-se ao seguro garantia do bloco BM-CAL-12 (R\$34.278 em 31 de dezembro de 2021 referem-se ao seguro garantia do bloco CE-M-661 e do bloco BM-CAL-12). Em 29 de março de 2022, a Companhia efetuou pagamento de multa do PEM de R\$26.904 referentes a devolução do Bloco CE-M-661, dos quais R\$26.953 estavam provisionados em 31 de dezembro de 2021.

22. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado	
	<u>01/01/2022</u> <u>a 31/03/2022</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 31/03/2021</u>
Receita operacional bruta	<u>657.952</u>	<u>207.047</u>
PIS	(2.377)	(2.191)
COFINS	(10.949)	(10.094)
ICMS	(18.774)	(17.543)
Créditos presumidos ICMS (*)	<u>3.754</u>	<u>3.509</u>
Total de deduções	<u>(28.346)</u>	<u>(26.319)</u>
Receita operacional líquida	<u>629.606</u>	<u>180.728</u>

(*) Benefício fiscal de ICMS conforme Decreto Estadual nº 13.844/12 da Bahia.

23. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

23.1. Custos

	Consolidado	
	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
Custos de extração	(133.824)	(6.260)
Royalties e participação especial	(31.184)	(13.871)
Amortizações e depreciações	(149.071)	(90.343)
Total	(314.079)	(110.474)

23.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
Pessoal	(1.738)	(979)	(20.523)	(19.168)
Serviços contratados de terceiros	(263)	(396)	(8.215)	(6.463)
Seguros	-	-	(193)	(147)
Impostos e taxas	(40)	(54)	(209)	(177)
Anúncios e publicações	(36)	(22)	(144)	(158)
Serviços compartilhados	-	-	-	31
Amortizações e depreciações	-	-	(545)	(410)
Manutenção	-	-	(1.132)	(1.277)
Locação	-	-	(321)	(179)
Outras despesas	(43)	(3)	(1.803)	(712)
Alocação de projetos E&P (a)	-	-	10.547	8.707
Total	(2.120)	(1.454)	(22.538)	(19.953)

(a) Rateio de despesas relativas aos blocos operados pela Enauta, mas de responsabilidade dos seus parceiros não operadores.

24. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado	
	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
Baixa de blocos e poços (a)	(93.535)	(91)
Aquisição / processamento de sísmica	(65)	(81)
Gastos com geologia e geofísica	(299)	(531)
Gastos de gerenciamento de projetos	(4.176)	(2.139)
Penalidades contratuais (b)	-	(2.689)
Segurança, meio-ambiente e saúde	(121)	(51)
Serviços de perfuração	(4.090)	(10.168)
Outros	(2.812)	(1.200)
Total	(105.098)	(16.950)

- (a) No período findo em 31 de março de 2022, do montante total apresentado, R\$93.698 refere-se à baixa de poço exploratório no Bloco SEAL-M-428, denominado 1-EMEB-3-SES, que após concluída a perfuração, perfilagem e avaliação final, não se constatou a ocorrência de hidrocarbonetos. Por consequência a Administração resolveu pela sua baixa e registro contábil como gastos exploratórios no trimestre findo em 31 de março de 2022.
- (b) Por meio de Ofícios da ANP as Companhias consorciadas nos blocos exploratórios BM-CAL-5 e BM-S-76 tomaram conhecimento de multas a título de penalização por não cumprimento dos valores acordados em contrato de concessão referente a conteúdo local. No exercício findo em 2019 o valor original da multa foi reconhecido como uma provisão, no valor de R\$26.413 e em 31 de março de 2022, este valor, atualizado pela Selic totaliza R\$40.414, registrado na rubrica de Provisão de multas. O operador dos consórcios ainda está em fase de preparação de defesa administrativa junto à ANP no devido prazo legal. Tal defesa contempla, dentre outros pontos, a suspensão desse processo, diante da possibilidade de realização de um Termo de Ajustamento de Conduta (“TAC”).

25. OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS LÍQUIDAS

	Consolidado	
	<u>01/01/2022</u> <u>a 31/03/2022</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 31/03/2021</u>
Receitas tributárias (a)	4.016	
Despesas tributárias	(1.859)	(488)
Outros	(302)	(2)
Total	<u>1.855</u>	<u>(490)</u>

- (a) Em 28 de julho de 2021, Enauta Energia impetrou mandado de segurança visando assegurar o direito de afastar a exigência do IRPJ e da CSLL sobre o valor correspondente ao montante atualizado pela Selic apurado quando da restituição/compensação de indébito tributário, (mesmo que feito administrativamente ou internamente), decorrente ou não de ação judicial. O trânsito em julgado da decisão favorável ocorreu em 14 de fevereiro de 2022. A Companhia reconheceu a partir desse momento seu direito sobre tais créditos referentes aos últimos 5 anos.

26. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
Rendimento aplicações financeiras (a)	242	55	(126.771)	24.070
Outras receitas e despesas financeiras	21	3	(201.878)	(83.176)
PIS sobre receitas financeiras	(2)	-	(37)	(159)
COFINS sobre receitas financeiras	(11)	(3)	(228)	(977)
Imposto sobre operações financeiras (IOF)	-	-	(3.074)	(130)
Juros do passivo do direito de uso - IFRS 16	-	-	(8.652)	(11.155)
Atualização sobre créditos tributários (b)	45	15	1.884	71
Variações cambiais e monetárias ativas	-	-	7.664	1.947
Variações cambiais e monetárias passivas	-	-	(192.773)	(55.042)
Derivativo – call option	-	-	-	(4.260)
Outros (c)	(11)	(9)	(6.662)	(13.471)
Total	263	58	(328.649)	(59.106)

- (a) Refletem receitas financeiras (ou despesas financeiras no caso da variação cambial quando da apreciação do real perante a moeda dólar americano) tais como remuneração da taxa CDI para títulos privados, remuneração da variação da taxa Selic para títulos públicos e variação da moeda corrente norte americana para fundo cambial.
- (b) Em 31 de março de 2022 e de 2021, valor refere-se à atualização de juros sobre valor principal de contabilização de causa do ICMS (nota explicativa 19).
- (c) Refere-se principalmente ao reconhecimento dos juros atrelados aos financiamentos FINEP e BNB (R\$2.059), reflexo do AVP da provisão de abandono (R\$2.557), imposto sobre operações financeiras e atualização monetária das multas relativas ao conteúdo local (R\$2.102).

27. INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

a) Direitos e compromissos com a ANP

O Grupo possui a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos seguintes blocos:

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Prazo fase exploratória	Participação	%
Produção e desenvolvimento	Camamu Almada	Manati (BCAM-40)	06/08/98	N/A	Petrobras (operador) Enauta Energia Geopark Petrório	35 45 10 10
	Santos	Atlanta (BS-4)	06/08/98	N/A	Enauta Energia (operador)	100
Exploração	Camamu - Almada	CAL-M-372 (a)	24/11/04	Em discussão com a ANP (b)	Petrobras (operador) Enauta Energia 3R Petroleum Offshore	60 20 20
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	30/08/13	Em discussão com a ANP (b)	Enauta Energia (operador)	100
	Pará- Maranhão	PAMA-M-265	30/08/13	Em discussão com a ANP (b)	Enauta Energia (operador)	100
	Pará- Maranhão	PAMA-M-337	30/08/13	Em discussão com a ANP (b)	Enauta Energia (operador)	100
	Espírito Santo	ES-M-598	30/08/13	25/06/2024	Enauta Energia Petrobras (operador)	20 80
	Espírito Santo	ES-M-673	30/08/13	25/06/2024	Enauta Energia Petrobras (operador)	20 80
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-351	23/12/15	23/09/2023	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-428	23/12/15	23/09/2023	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-501	29/01/18	29/10/2025	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-503	29/01/18	29/10/2025	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-430	07/11/18	29/10/2025	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-573	07/11/18	07/08/2026	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
Sergipe - Alagoas	SEAL-M-505	14/02/20	14/02/2027	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador)	30 50 20	

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Prazo fase exploratória	Participação	%
					Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-575	14/02/20	14/02/2027	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-637	14/02/20	14/02/2027	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Paraná	PAR-T-196	28/06/21	28/06/2027	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-215	28/06/21	28/06/2027	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-86	28/06/21	28/06/2027	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-99	28/06/21	28/06/2027	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30

- (a) Após estudos aprofundados, o Consórcio decidiu pela devolução integral do Bloco CAL-M-372 e formalização junto a ANP. A Companhia havia reconhecido provisão contábil de potencial baixa deste ativo exploratório nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2020 no montante de R\$37.221 e está aguardando a autorização da ANP para saída definitiva do Bloco.
- (b) Em função de licenciamentos ambientais junto aos órgãos reguladores a Companhia está discutindo postergações dos prazos estabelecidos para o programa exploratório.

A duração total do contrato de concessão é igual a soma do período decorrido entre a assinatura do contrato até a declaração de comercialidade referentes a fase exploratória mais 27 anos associados a fase de produção. Os prazos da Fase exploratória estão definidos nos respectivos contratos de concessão.

O quadro a seguir demonstra os compromissos assumidos pelo Grupo em função de seu atual portfólio de participações em projetos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural:

Bloco/campo	Total Garantia para o PEM (% Enauta) <u>MM R\$</u>	<u>Ano do contrato</u>	<u>Bônus de assinatura (% ENAUTA)</u>	<u>Área km²</u>	<u>Taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais)</u>			
					<u>Royalties</u>	<u>Exploração</u>	<u>Desenvolvimento</u>	<u>Produção</u>
Manati	-	2000	-	75,72	8%	100	200	1.000,00
CAL-M-372	7,3	2004	-	745,03	10%	239	478	2.390,00
FZA-M-90	108,3	2013	18.945	766,30	10%	63,66	127,32	636,60
PAMA-M-265	1,4	2013	3.020	769,30	10%	218,91	437,82	2189,10
PAMA-M-337	108,4	2013	35.206	769,30	10%	218,91	437,82	2189,10
ES-M-598	58,0	2013	14.182	722,36	10%	95,49	190,98	954,90
ES-M-673	7,5	2013	12.562	721,21	10%	95,49	190,98	954,9
SEAL-M-351	-	2015	19.158	756,86	10%	875,73	1751,46	8757,3
SEAL-M-428	120,6	2015	10.843	756,24	10%	875,73	1741,46	8757,3
Atlanta e Oliva (BS-4)	-	2000	-	199,61	8%	200	400,00	2000
SEAL-M-501	-	2018	18.847	753,80	10%	1668,11	3336,22	16681,11
SEAL-M-503	-	2018	14.136	754,60	10%	278,02	556,03	2780,17
SEAL-M-573	-	2018	1.089	755,24	10%	205,36	410,72	1848,24
SEAL-M-430	-	2018	1.089	755,95	10%	205,36	410,72	1848,24
SEAL-M-505	0,2	2020	810	754,60	10%	239,85	479,7	2398,50
SEAL-M-575	0,2	2020	933	753,90	10%	239,85	479,7	2398,50
SEAL-M-637	4,7	2020	612	753,30	10%	239,85	479,7	2398,50
PAR-T-196	1,0	2021	152	2.864,00	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-215	1,0	2021	171	2.854,00	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-86	1,0	2021	133	2.918,00	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-99	1,0	2021	178	2.909,00	5%	112,76	225,52	1.127,60
Total	421		152.066					

Nos blocos adquiridos na Rodada 11 há o compromisso de perfuração de poço nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-337 e ES-M-598, com as operações de perfuração previstas para serem realizadas tão logo a licença ambiental seja obtida.

Nos blocos adquiridos nas Rodadas 13, 14, 15, no primeiro e segundo Ciclos da Rodada de Ofertas Permanente, não há o compromisso de perfuração de poço (blocos: SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-430, SEAL-M-501, SEAL-M-503 e SEAL-M-573, SEAL-M-505, SEAL-M-575, SEAL-M-637, PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99). Os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428, adquiridos na Rodada 13 (setembro de 2021) tem o compromisso de perfuração de um poço no Bloco SEAL-M-428, a qual que foi iniciada no 4º trimestre de 2021.

A controlada Enauta Energia detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de abandono de suas instalações (nota explicativa 20).

Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a Enauta Energia:

- Royalties - O preço de referência do petróleo, a partir de janeiro de 2018, é regulamentado pela Portaria da ANP nº 703/2017, e é apurado com base nas características físico-químicas e comerciais da corrente de petróleo a que cada área estiver vinculada. O valor é divulgado mensalmente pela ANP. Já o preço de referência do gás natural é regido sob as normas da Resolução da ANP nº 40/2009 que determina que nos casos em que a exploração comercial do campo ocorrer sob a forma de consórcio, o preço será calculado a partir da média ponderada dos preços de venda do gás natural pelos volumes comercializados. Para Manati, os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência (condensado) e da média ponderada da venda (gás natural), desde o início da produção da área de concessão. Em relação a Atlanta, o recolhimento corresponde a 7,8% do valor de referência tanto para o óleo vendido quanto para o gás consumido.

No período findo em 31 de março de 2022 o total de royalties referentes à produção do campo Manati e BS-4, foi de R\$31.568 dos quais R\$14.591 (R\$12.884 em 31 de dezembro de 2021) permanecem no passivo a pagar naquela data. Esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos com royalties, no montante de R\$31.568 em 31 de março de 2022 (R\$13.871 em 31 de março de 2021).

- Participação especial - A participação especial prevista no inciso III do artigo 45 da Lei Federal nº 9.478, de 1997 constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto Federal nº 2705/1998, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. No período findo em 31 de março de 2022 e 2021 não foram registrados valores na demonstração do resultado como custos pois a produção não atingiu o limite para pagamento de participação especial.
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi provisionado o montante de R\$1.374 para o período findo em 31 de março de 2022, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$800 em 31 de março de 2021).

b) Informações sobre as reservas

As reservas provadas de gás e óleo da controlada Enauta foram apresentadas de acordo com os conceitos definidos pela Petroleum Resources Management System ("PRMS"), o qual foi aprovado pela Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists e a Society of Petroleum Evaluation Engineers.

Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás e óleo que pela análise dos dados geológicos e de engenharia de reservatórios, podem ser estimados com razoável certeza, sob condições econômicas definidas, métodos de operação estabelecidos e sob as condições regulatórias vigentes.

A estimativa de reservas possui incertezas que são ressalvadas pelas próprias certificadoras, e, assim sendo, alterações podem ocorrer à medida que se amplia o conhecimento, a partir da aquisição de novas informações geológicas.

A reserva de gás estimada para o campo de Manati está apresentada conforme abaixo:

	Volume total de gás (MMm ³) (*)
Reserva Provada e desenvolvida de 100% da participação em 31/12/2021 (**)	349
Produção em 2022	<u>(274)</u>
Reserva Provada e desenvolvida de 100% da participação em 31/03/2022	<u><u>75</u></u>

A reserva de óleo estimada para o campo de Atlanta está apresentada conforme abaixo:

	Volume total de óleo (MMbbl) (*)
Reserva Provada e desenvolvida de 100% da participação em 31/12/2021 (**)	7,7
Produção em 2022	<u>(0,8)</u>
Reserva Provada e desenvolvida de 100% da participação em 31/03/2022	<u><u>6,9</u></u>

(*) Produção do trimestre não auditada pelos auditores independentes. Apenas procedimentos de revisão trimestral.

(**) Conforme relatório Gaffney, Cline & Associates - GCA emitidos em 8 de março de 2022 para campo de Atlanta e em 4 de fevereiro de 2022 para o campo de Manati.

c) Garantias

Em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021, o Grupo concedeu garantias, através de seguro garantia e fiança bancária cuja beneficiária é a ANP, no total de R\$421.136 e R\$470.622, respectivamente. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração.

Essas garantias garantem ao órgão regulador ANP o valor monetário do cumprimento das obrigações do PEM (Programa Exploratório Mínimo) da Enauta Energia assumidas através dos contratos de concessão para atividades de exploração nos blocos onde temos participação.

Em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021, a Companhia tinha R\$ 34.070 em garantia corporativa à ANP com objetivo de garantir a execução do plano de descomissionamento do Campo de Atlanta.

28. COMPROMISSOS

Em 31 de março de 2022, o Grupo possuía compromissos contratados para fornecimento e operação de materiais e equipamentos (incluindo FPSO do Sistema Definitivo conforme descrito na nota explicativa 1), arrendamento de embarcações, bem como compromissos junto a prestadores de serviços de consultoria técnica, com vencimentos diversos, para a campanha exploratória e de desenvolvimento conforme o seguinte cronograma financeiro sem quaisquer efeito de ajuste financeiro no tempo:

	<u>Compromissos (*)</u>					<u>2026 em diante</u>
	<u>Total</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	
Compromissos para aquisição de imobilizado (SD)	647.763	303.081	175.736	32.983	32.983	102.980
Compromissos de arrendamento	1.409.358	740.285	658.766	1.332	1.332	7.643
Serviços contratados	<u>1.855.711</u>	<u>606.798</u>	<u>518.641</u>	<u>414.480</u>	<u>84.756</u>	<u>231.036</u>
TOTAL DE COMPROMISSOS	<u>3.912.832</u>	<u>1.650.164</u>	<u>1.353.143</u>	<u>448.795</u>	<u>119.071</u>	<u>341.659</u>

(*) Este montante representa a participação da Enauta Energia nos compromissos dos consórcios por ela operados.

29. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

Os principais instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber, fornecedores, contas a pagar, partes relacionadas, empréstimos e financiamentos e opções de venda de óleo.

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação, reafirmando assim o seu compromisso com a política conservadora de gestão de caixa, seja em relação ao seu passivo financeiro, seja para com a sua posição de caixa e equivalentes de caixa.

A Companhia possui uma Política de Gestão de Riscos de Mercado aprovada pelo Conselho de Administração, que visa mitigar eventos que possam afetar adversamente sua geração de caixa e flexibilidade financeira.

Seguindo a política mencionada acima, a Companhia possui opção de venda de parte de sua produção de petróleo estimada como firme, conforme descrito abaixo, para os próximos 6 meses, equivalente a 750 mil barris, a um valor de US\$65 por barril. O custo médio da compra destas opções de venda (PUT asiática trimestral) foi de US\$ 3,5 por barril equivalente a USD 2.611 mil dólares (R\$ 12). Os valores envolvidos são registrados em conta de Outros Resultados Abrangentes até o exercício da opção e, quando liquidadas, em conta de Receita Operacional.

<u>Janela de exercício</u>	<u>Opções de venda</u>
01/04/2022 a 30/06/2022	550.000
01/07/2022 a 30/09/2022	<u>200.000</u>
	<u>750.000</u>

A Companhia adota desde o exercício findo em 31 de dezembro de 2018 a prática contábil do “hedge accounting” no registro de suas operações de opções de venda de óleo, entendendo ser esta a melhor forma de refletir em suas informações financeiras trimestrais, haja visto que a compra de opção de venda de Brent está lastreada à produção futura de óleo, sendo desta forma um instrumento de hedge do preço de venda, sem fins especulativos, em linha com a Política de Gestão de Riscos de Mercado (veja letra g abaixo – risco de volatilidade de preço do petróleo)A expectativa de quantidade a ser produzida é comparada periodicamente com a efetiva produção e, quando não são correspondentes, a operação de hedge é reconhecida diretamente no resultado do período.

Categoria dos instrumentos financeiros

	31/03/2022			
	Controladora		Consolidado	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	333.002	333.002
Caixa e depósitos bancários	220	220	1.054.405	1.054.405
Contas a receber (i)	-	-	372.001	372.001
Partes relacionadas			144	144
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	9.331	9.331	1.329.169	1.329.169
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Fornecedores (i)	346	346	489.668	489.668
Partes relacionadas	11.428	11.428	-	-
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	148.159	145.739

	31/12/2021			
	Controladora		Consolidado	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	366.655	366.655
Caixa e depósitos bancários	307	307	830.416	830.416
Contas a receber (i)	-	-	306.787	306.787
Partes relacionadas	-	-	197	197
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	10.748	10.748	2.215.575	2.215.575
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Fornecedores (i)	364	364	194.411	194.411
Partes relacionadas	12.056	12.056	-	-
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	161.485	161.485

O CPC 46 / IFRS 13 define valor justo como o valor/preço 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/preço 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). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (“*non performance risk*”), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40(IFRS 7) estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Um instrumento de categorização na hierarquia do valor justo baseia-se no menor nível de “*input*” significativo para sua mensuração. Abaixo está demonstrada uma descrição dos três níveis de hierarquia:

Nível 1 - os “*inputs*” são determinados com base nos preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos idênticos na data da mensuração. Adicionalmente, a Companhia deve ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pela Companhia.

Nível 2 - Os “inputs” são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os “inputs” do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou “inputs” que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo.

Nível 3 - os “inputs” inobserváveis são aqueles provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado. Esses “inputs” representam as melhores estimativas da Administração da Companhia de como os participantes de mercado poderiam atribuir valor/preço a esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxos de caixa descontados, ou metodologias similares que demandam um julgamento ou estimativa significativos.

Os valores de mercado (“valor justo”) estimados pela Administração foram determinados em sua grande maioria pelo nível 2 para seus principais instrumentos financeiros:

- (i) os valores relacionados aos saldos de contas a receber e fornecedores não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento destes saldos não ultrapassar 60 dias.
- (ii) as mensurações de valor justo são obtidas por meio de variáveis observáveis diretamente (ou seja, como preços) ou indiretamente (derivados dos preços).

Na operação de combinação de negócios descrita nas notas explicativas 1 e 16, a Administração na preparação do modelo de fluxo de caixa para determinação do valor justo dessa transação considerou *inputs* categorizados como Nível 3.

b) Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, créditos aprovados para captação de empréstimos e financiamentos que julgue adequados, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais não descontados, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros. A Companhia apresenta capital circulante positivo em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021 refletindo sua forte política de gerenciamento de liquidez.

A tabela a seguir demonstra em detalhes o vencimento dos passivos financeiros contratados:

	Controladora	
	Até 1 ano	Total
Fornecedores	346	346
Total	346	346

	Consolidado				Total
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 3 anos	
Fornecedores	415.579	29	1.101	72.960	489.669
Empréstimos e financiamentos	-	-	130.346	17.813	148.159
Total	<u>415.579</u>	<u>29</u>	<u>131.447</u>	<u>90.773</u>	<u>637.828</u>

Arrendamento - passivo	Consolidado	
	31/03/2022	31/12/2021
Até um ano	331.180	430.611
De 1 a 5 anos	109.968	200.499
Após 5 anos	-	4.611
Total	<u>441.148</u>	<u>635.721</u>

c) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato de as vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (30% em 31 de março de 2022 e 29% em 31 de dezembro de 2021) e Shell (70% em 31 de março de 2022 e 71% em 31 de dezembro de 2021). A Administração entende que a concentração de seus negócios, pelo fato de a maior parte das transações ser com apenas dois clientes relevantes da indústria de óleo e gás, representa risco de crédito não relevante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos com esses clientes. No período findo em 31 de março de 2022 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 não foram registradas perdas com créditos junto aos seus dois únicos clientes.

O risco de crédito nas operações com os consorciados e consórcios encontra-se descrito na nota explicativa 6.

d) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos captados na oferta pública inicial de ações e gerados pelas atividades operacionais e determinadas atividades de financiamento (empréstimos e financiamentos) para gerir as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. As aplicações financeiras são substancialmente atreladas à taxa de juros CDI pós-fixada, enquanto parcela dos empréstimos e financiamentos estão atrelados à TJLP.

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/03/2022</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a) 25%</u>
CDI anual em 31 de março de 2022	11,65%		
Taxa anual estimada do CDI Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo	1.329.169	Redução do CDI	8,74%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado			1.213.033
Resultado financeiro estimado em 31 de dezembro de 2022			(116.136)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2022 estressado por uma redução de 25%, de acordo com o site do BACEN do dia 22 de abril de 2022.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/03/2022</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário Provável (a) 25%</u>
CDI anual em 31 de março de 2022	11,65%		
Taxa anual estimada do CDI Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2022	333.002	Redução do CDI	8,74%
Resultado financeiro estimado em 31 de dezembro de 2022			(29.096)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2022 estressado por uma redução de 25%, de acordo com o site do BACEN do dia 22 de abril de 2022.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/03/2022</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
TJLP em 31 de março de 2022	6,08%		25%
Empréstimos e financiamentos:			
FINEP (b)	29.437	Alta da TJLP	
Empréstimos e financiamentos:			
Taxa estimada da TJLP			7,60%
Resultado financeiro estimado em 31 de dezembro de 2022			2.264
Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de dezembro de 2022			31.701
Efeito do incremento nas despesas financeiras de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2022			-

- (a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES) em 15 de abril de 2022 estressado por um aumento de 25%.
- (b) Valor refere-se somente a parcela do Subcrédito B do empréstimo da FINEP conforme divulgado na nota explicativa 18.

e) Risco de taxa de câmbio

Esse risco é basicamente proveniente da redução da taxa de câmbio sobre as transações em moeda estrangeira.

Análise de sensibilidade para a taxa de câmbio

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma desvalorização do dólar norte-americano em relação ao Real e o impacto sobre transações indexadas em dólar norte-americano contratadas pela Companhia.

	Risco	Consolidado	
		31/03/2022	
		Cenário provável (a)	
		Saldo em US\$	Saldo em R\$
Dólar efetivo em 31 de março de 2022 (R\$4,7378)			25%
<u>Operação</u>			
Fundo cambial – ativo	Redução do US\$	174.056	824.641
Taxa anual estimada do dólar			3,75
Fundo cambial - estimado em 31 de dezembro de 2022			652.709
Efeito no resultado financeiro em 31 de dezembro de 2022			(171.932)

(a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2022, estressado por uma redução de 25% do dólar projetado de acordo com o relatório Focus em 22 de abril de 2022, emitido pelo Banco Central do Brasil.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma valorização do dólar norte-americano em relação ao Real e o impacto sobre transações indexadas em dólar norte-americano nos contratos de arrendamento da Companhia.

	Risco	Consolidado	
		31/03/2022	
		Cenário provável (a)	
		Saldo em US\$	Saldo em R\$
Dólar efetivo em 31 de março de 2022 (R\$4,7378)			
<u>Operação</u>			
Contratos de arrendamentos – passivo Fornecedores estrangeiros	Aumento do US\$	93.112 59.618	441.148 282.459
Taxa anual estimada do dólar			6,25
Contratos de arrendamento e fornecedores em 31 de dezembro de 2022			954.566
Efeito no resultado financeiro em 31 de dezembro de 2022			230.959

(a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2022, de acordo com o relatório Focus em 22 de abril de 2022, estressado por um aumento de 25% do dólar projetado, emitido pelo Banco Central do Brasil.

f) Risco de volatilidade de preço do petróleo

Esse risco é proveniente da volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional. As operações com derivativos de opções de venda de óleo tiveram como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto prazo (até 12 meses).

Seguindo a Política de Gestão de Risco de Mercado da Companhia, que tem o objetivo de mitigar a exposição da Companhia à volatilidade exógenas de mercado, entre eles commodity, a Diretoria tem constantemente contratado instrumentos derivativos para proteger a sua geração operacional de cenários de queda no preço do barril.

Essa operação de hedge do preço do petróleo, montada através de compras de opções de venda, protege a Companhia com a obtenção de um preço médio de US\$65 por barril, para parte da produção do campo de Atlanta. A exposição líquida da Companhia é o prêmio pago pela opção no momento da compra. Em 31 de março de 2022 os contratos de opções oferecem cobertura para 750 mil barris a serem vendidos ao longo de 6 meses, cujo prêmio pago foi de USD 2.605 mil (equivalente a R\$14.166).

Essencialmente, as operações protegem a Companhia com a obtenção de um preço mínimo de venda por barril conforme quadro a seguir:

Instrumento	Operação	Data Inicial	Data Final	Volume BBL	Strike	Prêmio \$/BBL	Valor Justo R\$ mil
PUT	Compra	1-jan-22	31-mar-22	200.000	50,0	3,06	-
PUT	Compra	1-jan-22	31-mar-22	200.000	50,0	2,68	-
PUT	Compra	1-abr-22	30-jun-22	150.000	65,0	4,55	50
PUT	Compra	1-abr-22	30-jun-22	100.000	65,0	3,62	183
PUT	Compra	1-abr-22	30-jun-22	100.000	65,0	3,25	33
PUT	Compra	1-abr-22	30-jun-22	200.000	65,0	3,28	66
PUT	Compra	1-jul-22	30-set-22	200.000	65,0	2,93	719

Designação:

A relação de hedge foi designada para a exposição ao risco de variação de preço do Brent referente a estimativa de produção para os próximos 12 meses, compreendidos entre 1 de março de 2022 a 31 de março de 2023, até o limite estabelecido na Política de Gestão de Riscos da Companhia (contratação limite através de opções para o volume de até 75% e 73% da produção firme projetada para os primeiros 6 meses e do 7º ao 12º mês, respectivamente).

Risco hedgeado:

O risco protegido é a variação de preço do óleo sobre a produção futura altamente provável mensurada em barris de petróleo, referente à possível baixa no preço do Brent (índice balizador do preço de referência do petróleo vendido pela Companhia), negociados em USD na ICE (International Exchange Futures). O risco é mensurado pela expectativa futura de baixa nos valores das cotações do barril de Brent, com base na expectativa de receita para o período de cobertura do hedge. De acordo com fortes externas de mercado, a expectativa do preço do Brent em 31 de dezembro de 2022 é de USD92 (e em 31 de março de 2023 USD90).

Relação econômica:

O objeto de hedge está exposto à variação da cotação do barril de óleo (petróleo cru – Brent), as opções de vendas realizadas para um volume de produção futura, que garantem um valor mínimo de preço de venda para o volume contratado, de modo a proteger e gerar previsibilidade para os resultados da Companhia, assim como seu fluxo de caixa.

Efetividade:

A Companhia utilizar o método de critical terms match para fins de avaliação de efetividade, sendo a parcela inefetiva (caso houver) registrada diretamente em conta de resultado financeiro.

Tal metodologia consiste em comparar os principais aspectos do instrumento de hedge com o item/objeto de hedge, tais como: data, nocional, vencimento, quantidade de barris. Se tais aspectos forem os mesmos, então as mudanças no valor justo e fluxos de caixa atribuídos ao risco hedgeado poderão ser mutualmente compensados, demonstrando assim que o hedge é altamente efetivo.

30. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021 é de R\$2.078.116, dividido em 265.806.905 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, líquido do montante de R\$57.380 dos custos com emissão de ações. A composição do capital social realizado em 31 de março de 2022 é a seguinte:

Acionista	31/03/2022		31/12/2021	
	Nº de ações Ordinárias	% de Participação	Nº de ações Ordinárias	% de Participação
Queiroz Galvão S.A.	167.459.291	63,0	167.459.291	63,0
FIP Quantum	18.606.588	7,0	18.606.588	7,0
Ações em circulação	76.806.835	28,9	76.565.535	28,7
Ações em tesouraria (*)	2.450.356	1,0	2.690.656	1,0
Administradores	483.835	0,3	484.835	0,3
Total	265.806.905	100	265.806.905	100

(*) Vide nota explicativa 31.

ii. Resultado líquido por ação

O resultado líquido por ação básico é computado pela divisão do resultado líquido pela média ponderada de todas as ações em circulação no exercício. O cálculo do resultado por ação diluído é computado incluindo-se, quando aplicável, as opções de compra de ações de executivos e funcionários-chave usando-se o método de ações em tesouraria quando o efeito é dilutivo.

Os instrumentos de participação que serão ou poderão ser liquidados em ações da Companhia são incluídos no cálculo apenas quando sua liquidação tem um impacto de diluição sobre o resultado por ação.

	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
<u>Prejuízo básico por ação</u>		
Numerador:		
Resultado do período	(98.241)	(15.792)
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias	<u>263.116</u>	<u>262.003</u>
Resultado básico por ação ordinária	(0,37)	(0,06)

O resultado por ação diluído referentes aos períodos findos em 31 de março de 2022 e de 2021 não estão sendo apresentados por apresentarem efeitos antidiluidores.

iii. Plano de outorga de opções de compra de ações

O Conselho de Administração, no âmbito de suas funções e em conformidade com o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, aprovou a outorga de opções de ações ordinárias para administradores e executivos da Companhia. Para as outorgas de 2011 a 2016, as opções se tornarão exercíveis 20% a partir do primeiro ano, 30% adicionais a partir do segundo e 50% remanescentes a partir do terceiro ano. As opções, segundo estes Planos de 2011 a 2016, poderão ser exercidas em até 7 anos após a data da concessão.

O valor justo das opções de compra de ações foi estimado na data de concessão das opções utilizando o modelo binomial de precificação no montante de R\$1,14 para o Plano de 2016, R\$1,96 para o Plano de 2015, R\$2,65 para o Plano de 2014 e R\$4,11 para o Plano de 2013, R\$5,31 e R\$3,87 para os dois Planos de 2012 e R\$9,87 para o Plano de 2011.

As reuniões do Conselho de Administração e as premissas utilizadas no modelo de precificação estão relacionadas a seguir:

	<u>Plano 2016</u>	<u>Plano 2015</u>
Data da reunião do Conselho de Administração	23/02/2016	12/03/2015
Total de opções concedidas e outorgadas	2.334.915	2.334.915
Preço de exercício da opção	R\$4,88	R\$6,36
Valor justo da opção na data da concessão	R\$1,14	R\$1,96
Volatilidade estimada do preço da ação	33,86%	36,96%
Dividendo esperado	3,59%	2,47%
Taxa de retorno livre de risco	7,25%	6,39%
Prazo de exercício da opção (em anos)	7	7

A volatilidade estimada foi definida a partir da volatilidade história para uma amostra compatível com o prazo da opção. Sendo a QGEP3 uma ação recentemente publica na época da determinação da volatilidade com histórico de preço limitado a quatro anos anteriores à data da outorga, a volatilidade foi estimada a partir das séries de retornos mensais da QGEP3 e de outra ação comparável no período de 7 anos.

Para compatibilizar os dados das empresas comparáveis que, no entanto, se distinguem em matéria de alavancagem e risco, foi usada a relação entre a volatilidade de QGEP 3 e PETR4.

Como o modelo de avaliação adota o numerário INPC, a volatilidade esperada deve ser a volatilidade do preço da ação deflacionado por INPC, que é obtida a partir da série de retornos nominais das ações deduzidas das respectivas variações mensais do INPC.

A movimentação das opções de ações existentes no período findo em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021 está apresentada a seguir:

	<u>Opções de ações</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2020	1.070.669
Exercício de opções no ano de 2021	(573.869)
Opções canceladas no ano de 2021	<u>(137.821)</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2021	<u>358.979</u>
Exercício de opções no período findo em 31 de março de 2022	<u>(240.300)</u>
Opções em circulação em 31 de março de 2022	<u>118.679</u>

O intervalo de preços de exercício e a maturidade média das opções em circulação, assim como os intervalos de preços de exercício para as opções exercíveis no período findo em 31 de março de 2022 estão sumarizadas abaixo:

Plano	Opções em circulação		Opções exercíveis		Opções exercíveis Opções exercíveis		
	Opções em circulação em 31/03/2022	Maturidade em anos	Opções exercíveis em 31/03/2022	Opções exercíveis em 31/03/2022	Preço de exercício médio (*)	Opções exercíveis em 31/12/2021	Preço de exercício médio (*)
Plano 2016	118.679	7	118.679	118.679	6,61	93.915	5,66
Plano 2015	-	7	-	-	8,64	314.584	8,13

(*) Atualizado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor ("INPC").

Os saldos de plano de opção de ações no período findo em 31 de março de 2022 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 registrados no patrimônio líquido é de R\$30.131 e R\$30.759, respectivamente.

As opções garantem ao beneficiário o direito de compra das ações, não havendo nenhum pagamento em caixa pela Companhia. Durante o período findo em 31 de março de 2022, foram exercidas opções referentes ao Plano de 2015, pelo preço médio de R\$8,64 e opções referentes ao Plano de 2016, pelo preço médio de R\$6,19.

31. AÇÕES EM TESOURARIA

A Companhia autorizou o programa de recompra de ações ordinárias de sua emissão, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, para manutenção em tesouraria e posterior cancelamento ou alienação com vistas à implementação do Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações dos anos de 2011 a 2016.

<u>Plano</u>	<u>Data de autorização de recompra</u>	<u>Volume recomprado</u>
Plano 2011	24/04/2012	1.097.439
Plano 2012	9/07/2012	2.491.517
Plano 2013	6/05/2013	2.120.319
Plano 2014	24/02/2014	2.245.357

A posição das ações em tesouraria é como segue abaixo:

	<u>Quantidade de Ações ordinárias (*)</u>	<u>Valor - R\$mil</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.264.525	33.245
Realização de opção de ações em 2021	(573.869)	(5.844)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	<u>2.690.656</u>	<u>27.401</u>
Realização de opção de ações no primeiro trimestre de 2022	(240.300)	(2.447)
Saldo em 31 de março de 2022	<u><u>2.450.356</u></u>	<u><u>24.954</u></u>

(*) Quantidade de ações.

Custo médio histórico na aquisição das ações em tesouraria (R\$ por ação) é de R\$ 10,18.

Valor de mercado das ações em tesouraria

O valor de mercado das ações ordinárias em tesouraria em 31 de março de 2022:

Quantidade de ações em tesouraria	2.450.356
Cotação por ação na B3 em R\$ em 31 de março de 2022	<u>20,74</u>
Valor de mercado	<u><u>50.820</u></u>

As ações em tesouraria são contabilizadas com base no custo de aquisição.

A quantidade de ações em tesouraria em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021 representa 1,0%, do total de ações ordinárias emitidas pela Companhia.

32. SEGUROS

Os principais ativos ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

Modalidade	Data de vigência		Importâncias
	Início	Vencimento	Seguradas 31/03/2022
Riscos de petróleo e operacionais (energy package)	30/06/2021	31/12/2022	4.313.351
P&L	20/02/2022	20/02/2023	1.895.120
Patrimonial	21/07/2021	21/07/2022	16.476
D&O	29/03/2022	29/03/2023	140.000
Responsabilidade civil do empregador	21/02/2022	21/02/2023	9.476
Casco e maquinário	09/02/2022	25/04/2022 (*)	379.024
Proteção e indenização	20/02/2022	20/02/2023	2.368.900
Riscos de construção	14/03/2022	31/03/2024	2.427.637
Total			<u>11.549.984</u>

(*) Seguro não será renovado pois o risco coberto deixará de ser aplicável.

33. PLANO DE BENEFICIOS DE APOSENTADORIA

A Enauta, controlada direta, possui um plano de previdência privada, por adesão, sendo elegíveis todos os funcionários e administradores. Trata-se de um plano com contribuição definida, com valor até 12% do salário mensal por parte do funcionário, e contrapartida de até 6,5% por parte da empresa, conforme nível hierárquico. O plano é administrado pela Bradesco Vida e Previdência com dois tipos de regime de tributação, progressivo e regressivo. Quando os empregados deixam o plano antes do exercício de carência o valor já pago pela Companhia é depositado em um fundo inominado que poderá ser utilizado para quitação de faturamentos futuros. A única obrigação da Companhia em relação ao plano de aposentadoria é fazer as contribuições específicas.

A despesa total é reconhecida na demonstração do resultado consolidada e refere-se a contribuições pagas conforme alíquotas especificadas pelas regras desse plano.

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2022 a 31/03/2022	01/01/2021 a 31/03/2021
Previdência privada	(26)	(24)	(367)	(343)
Total	<u>(26)</u>	<u>(24)</u>	<u>(367)</u>	<u>(343)</u>

34. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

As movimentações patrimoniais que não afetaram os fluxos de caixa da Companhia, são como segue:

	<u>31/03/2022</u>	<u>31/03/2021</u>
Multas / penalidades contratuais	-	32.524
Varição cambial sobre provisão de abandono	139.369	-
Fornecedor/imobilizado	174.513	-
Adição de arrendamentos	1.824	-
Provisão de abandono – Incremento	24.369	-

35. EMISSÃO E ARQUIVAMENTO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

As informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas foram autorizadas para emissão pelo Conselho de Administração em 10 de maio de 2022 e autorizadas para arquivamento junto à CVM no dia 12 de maio de 2022.

36. EVENTOS SUBSEQUENTES

(i) Dividendos adicionais

Em 21 de abril de 2022 a Companhia recebeu correspondência do seu acionista controlador, Queiroz Galvão S.A., noticiando que proporia destinação dos resultados do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 em termos distintos daqueles indicados pela Diretoria na sua proposta submetida aos acionistas.

Na AGO de 26 de abril de 2022 foi aprovada uma distribuição de dividendos no valor total de R\$450.000, representando um montante adicional de R\$410.531 em relação aos dividendos mínimos e aos dividendos adicionais propostos e reconhecidos pela Diretoria nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021.

Estes dividendos adicionais serão reconhecidos contabilmente em abril de 2022 (data de proposição e aprovação em AGO) e refletidos nas informações financeiras trimestrais de 30 de junho de 2022.

(ii) Alteração da Denominação Social da QGEP Netherlands B.V.

Em 15 de abril de 2022 ocorreu a alteração da denominação social da controlada QGEP Netherlands B.V. para Enauta Netherlands B.V. perante a junta Comercial da Holanda.

(iii) Remuneração dos Administradores

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária em 26 de abril de 2022 foi fixada a remuneração anual global dos Administradores da Companhia, de 1º de abril de 2022 até 31 de março de 2023, no valor global de R\$7.346.

37. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

Antonio Augusto de Queiroz Galvão
Ricardo de Queiroz Galvão

Leduvy de Pina Gouvêa Filho
Luiz Carlos de Lemos Costamilan

Lincoln Rumenos Guardado
José Alberto de Paula Torres Lima
Pedro Rodrigues Galvão de Medeiros

Diretoria

Décio Fabricio Oddone da Costa
Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Carlos Ferraz Mastrangelo

Controller e Contador responsável

Sabrina de Brito Ramalhoto
CRC / RJ – 112432/O

Leonardo Sodrê de Souza
CRC / RJ-127160/O-8



DECLARAÇÃO DA DIRETORIA SOBRE AS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS -
PARA FINS DO ARTIGO 27, § 1º, INCISO VI DA RESOLUÇÃO CVM 80/22

Declaramos, na qualidade de diretores da ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º artigo 27 da Resolução nº 80, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 29 de março de 2022, que revimos, discutimos e concordamos com as informações financeiras trimestrais da Companhia referentes ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2022 e 31 de março de 2022.

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2022

A handwritten signature in black ink, appearing to read "D. Costa".

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor Presidente

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Paula Costa".

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

A handwritten signature in black ink, appearing to read "carlos mastrangelo".

Carlos Ferraz Mastrangelo
Diretor de Operações



DECLARAÇÃO DA DIRETORIA SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES REFERENTES ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS - PARA FINS DO ARTIGO 27, § 1º, INCISO V DA RESOLUÇÃO CVM 80/22

Declaramos, na qualidade de diretores da ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso V do parágrafo 1º artigo 27 da Resolução nº 80, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 29 de março de 2022, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia referentes às informações financeiras trimestrais da Companhia relativas ao período findo em 31 de março de 2022.

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2022

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Décio".

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor Presidente

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Paula Costa".

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

A handwritten signature in black ink, appearing to read "carlos mastrangelo".

Carlos Ferraz Mastrangelo
Diretor de Operações