

Enauta Participações S.A.

Relatório sobre a Revisão de
Informações Trimestrais - ITR do
Período de Três Meses Findo em
30 de Setembro de 2021

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.



DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Terceiro Trimestre de 2021



VIDEOCONFERÊNCIA

Português
(com tradução simultânea em inglês)

11 de novembro de 2021

11h00 (Horário de Brasília)

9h00 (Horário de Nova York)

https://enauta.zoom.us/webinar/register/WN_ZbET2H15TaqQBnf4AwE7rA

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1301 – Centro

Rio de Janeiro – RJ | Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

www.enauta.com.br

ENAT
B3 LISTED NM



Enauta divulga resultados do 3T21

Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2021 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre de 2021. 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	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	588,3	224,5	162,1%	1.118,4	758,5	47,4%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	438,8	155,5	182,3%	1.666,4	659,1	152,8%
Margem EBITDAX	74,6%	69,3%	5,3 p.p.	149,0%	86,9%	62,1 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	134,0	29,7	351,7%	753,9	86,1	775,2%
Caixa Líquido ² - R\$ milhões	2.244,1	1.517,9	47,8%	2.244,1	1.517,9	47,8%
CAPEX realizado - US\$ milhões	3,2	5,7	-43,9%	16,7	19,4	-13,9%
Produção Total (mil boe)	1.996,4	1.369,0	45,8%	4.633,8	4.361,0	6,3%
Produção de Óleo (mil bbl)	1.214,6	650,6	86,7%	2.106,5	2.841,2	-25,9%
Produção de Gás (mil boe)	781,8	718,4	8,8%	2.527,3	1.519,9	66,3%

¹ EBITDAX: Lucro antes do IR, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização, mais despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

² Caixa Líquido: Saldo de caixa (inclui Caixa e Equivalente de Caixa e Aplicações Financeiras) deduzido do Total de Empréstimos e Financiamentos.

DESTAQUES

- ▲ Primeiro trimestre com reconhecimento de **100% dos resultados do Campo de Atlanta**.
- ▲ **Lucro líquido de R\$ 134,0 milhões no 3T21**, em função de **receita recorde** no trimestre favorecida pela alta da commodity e do dólar combinada à valorização do óleo de Atlanta com prêmio em relação ao Brent (excluindo custos logísticos).
- ▲ **Sólida posição de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 2,4 bilhões**, sendo 38% denominado em dólares americanos.
- ▲ **Produção total de 1,99 milhão de boe no trimestre**, equivalente à produção média diária de 21,7 mil boe.
- ▲ **Mais de 19 milhões de barris produzidos no Campo de Atlanta**.
- ▲ **Ampliação da licença de perfuração de Atlanta, incluindo os demais poços programados para o Sistema Definitivo**.
- ▲ **Início da perfuração do primeiro poço exploratório na Bacia de Sergipe-Alagoas previsto para o quarto trimestre de 2021**.
- ▲ **Aprovação do Plano de Remuneração variável da Administração vinculado a metas financeiras e operacionais, bem como a metas ESG**.
- ▲ **Aprovação da Política sobre Pessoas e Direitos Humanos**.
- ▲ **Início das atividades do Comitê de Auditoria e da Gerência de Auditoria Interna reforçando a governança corporativa da Companhia**.



Mensagem da Administração

Encerramos o terceiro trimestre de 2021 em um ambiente favorável para o setor de óleo e gás. A recuperação econômica global segue gerando forte impacto na demanda por petróleo, com reflexo nos preços da commodity. Em outubro, o Brent atingiu cotação de mais de US\$ 85 por barril, que combinado ao câmbio em torno de R\$ 5,60 elevou o preço em reais à sua máxima histórica. Neste cenário, a Enauta mantém sua tese de investimento, com grande parte dos ativos dolarizados e expostos ao aumento da demanda internacional, tese esta que também contempla nosso foco na agenda estratégica de diversificação do portfólio por meio de aquisições.

O terceiro trimestre marca o período em que operamos com a totalidade do Campo de Atlanta, gerando recorde de geração de receita para a Companhia. Nosso time segue trabalhando na retomada da operação do terceiro poço, com previsão de retorno mantida para o primeiro trimestre de 2022.

Continuamos avançando rumo ao Sistema Definitivo (SD), com o início do processo licitatório da unidade de processamento (FPSO) e demais equipamentos do SD. Nesse sentido, assinamos um Memorando de Entendimento com a Yinson Holdings Berhad, uma empresa malaia tradicionalmente fornecedora de FPSOs, mundialmente conhecida, para a negociação direta e exclusiva dos contratos de fornecimento do FPSO. É mais um passo importante para ampliarmos significativamente nossa atual capacidade de produção de óleo. Vale ressaltar que já entramos com o pedido junto ao IBAMA para a obtenção da licença prévia do SD.

Ao final do trimestre, nosso caixa totalizou R\$ 2,4 bilhões, endossando nossa resiliência financeira para a expansão do nosso portfólio e possibilidade de capturar oportunidades. Seguimos atentos aos desinvestimentos da Petrobras e demais oportunidades que atendam ao nosso compromisso de maior geração de valor e retorno aos acionistas. Reafirmamos nossos esforços em cumprir nossa agenda estratégica e avançar também no âmbito ESG. No trimestre, destacamos a aprovação de um plano de remuneração para os administradores com metas operacionais e financeiras, bem como com regras claras relacionadas à emissão de carbono. Também tivemos a efetivação do nosso Comitê de Auditoria e a aprovação da política de direitos humanos da Enauta. Desta forma, vamos evoluindo em nossa jornada de dar mais transparência aos nossos stakeholders.

Ambiental, Social e Governança (ESG)

Trabalhamos de maneira contínua no aperfeiçoamento das ferramentas de nossa gestão integrada em sustentabilidade. Neste trimestre, destacamos algumas medidas e ações práticas na estruturação de processos e boas práticas de governança corporativa.

No mês de agosto, o Conselho de Administração da Enauta aprovou a implementação do Comitê de Auditoria Estatutário. Também foi aprovada a Política sobre Pessoas e Direitos Humanos. A política formaliza este compromisso e oferece a oportunidade de engajar ativamente toda nossa cadeia de valor, promovendo treinamentos e conscientização sobre o tema.

Avançamos com o compromisso na gestão de emissões estabelecendo a meta para, em 2021, restringir a intensidade de CO² equivalente ao patamar alcançado pela OGCI (Oil and Gas Climate Initiative) em 2019. A sustentabilidade é intrínseca ao nosso modelo de negócio e, como tal, precisa estar refletida em diferentes níveis para que seja um compromisso de toda a Companhia. Este indicador compõe o cálculo da remuneração variável de curto prazo de todos os executivos e gestores das áreas operacionais da Enauta a partir de 2021.



Outros destaques do 3T21:

Ambiental:

- ▲ **Medidas de redução de carbono:** No Memorando de Entendimento com a Yinson, garantimos conjuntamente a implementação de projeto de engenharia com aplicação de todas as tecnologias disponíveis para menor emissão de carbono. A adaptação do OSX-2 será um projeto de “emissão evitada” otimizando sua eficiência operacional e ambiental.
- ▲ **Estabelecimento de meta restritiva de intensidade de CO²** equivalente ao patamar alcançado pela OGCI (Oil and Gas Climate Initiative) em 2019.
- ▲ Pelo sexto ano consecutivo, **recebemos o Selo Ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol (PBGHG)**. Trata-se do mais alto nível de qualificação fornecido pelo PBGHG. Assim, reafirmamos nosso compromisso com a transparência nos dados de emissões.

Social:

- ▲ **Aprovação e publicação da Política sobre Pessoas e Direitos Humanos:** incluindo treinamento de nossos funcionários e fornecedores críticos.
- ▲ **Equidade de gênero e apoio à primeira infância:** adesão ao Programa Empresa Cidadã, da Receita Federal, ampliando o tempo de licença-maternidade e paternidade, promovendo equidade de gênero e qualidade de vida para os nossos funcionários.

Governança:

- ▲ Premiação em primeiro lugar “As Melhores da Dinheiro” em Governança Corporativa, Recursos Humanos e Responsabilidade Social: reconhecimento do nosso desempenho e compromisso nas questões ESG.

Desempenho Setorial

A pressão exercida pela retomada econômica pós pandemia, com o aumento da demanda global por produtos e serviços, fez o preço da energia alcançar patamares elevados em todo o mundo. Petróleo e gás natural têm um papel relevante nesse contexto: Brent e WTI bateram os recordes dos últimos três anos, tendo atingido suas mínimas em abril de 2020, quando a demanda chegou aos menores níveis desde abril de 2002. O Brent iniciou o terceiro trimestre de 2021 cotado a US\$ 75,84 por barril, e encerrou o período a US\$ 78,64 por barril, alta de 3,54%, reflexo da dinâmica entre oferta e demanda, e também dos estoques de petróleo, que estão em um dos mais baixos níveis dos últimos cinco anos.

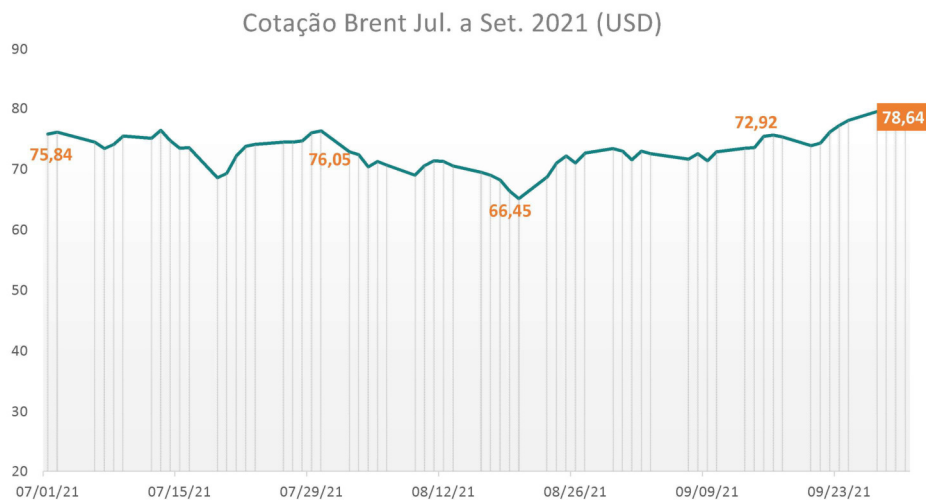
O déficit na oferta de cerca 2,5 milhões de barris por ano deve se manter no curto prazo, uma vez que a demanda por petróleo nos Estados Unidos, Europa e China vem crescendo rapidamente, e já aumentou em cerca de 30% desde o início da pandemia. O consumo de gasolina nos Estados Unidos atingiu o recorde agora na segunda quinzena de outubro, chegando a 9,6 Mbbd, seguindo a tendência mundial especialmente na gasolina, diesel, jet e óleo combustível. O consumo no Brasil também cresceu (cerca de 20%) e reforça os sinais da retomada da economia doméstica. A crise hídrica no país também resultou em um aumento na demanda por produtos derivados de petróleo, como diesel e óleo combustível, e de gás natural.

A produção mundial de petróleo já não é capaz de atender à demanda ao final de 2021. Mesmo com todo o esforço realizado para otimizar a produção em nível global, há limitações operacionais e de segurança, além de falta de capital. Estima-se que só haverá equilíbrio entre oferta e demanda no final de 2022 ou início de 2023.

Este cenário também tem interferência de outras duas variáveis: a decisão pelos países membros da OPEP+ em não aumentar a produção além do parâmetro já estabelecido e, também, o efeito das políticas públicas - principalmente em países da Europa e na China que

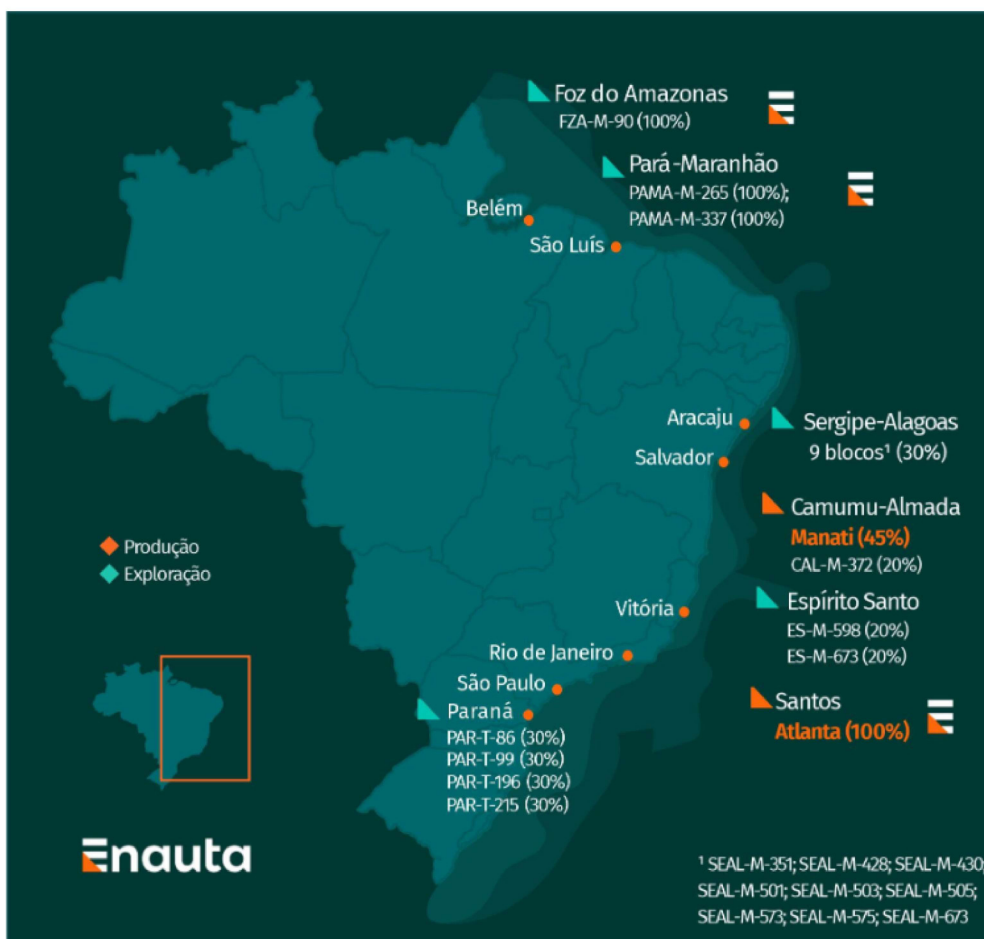


fomentam a transformação da matriz energética, forçando a redução da dependência por combustíveis fósseis.



Fonte: FactSet

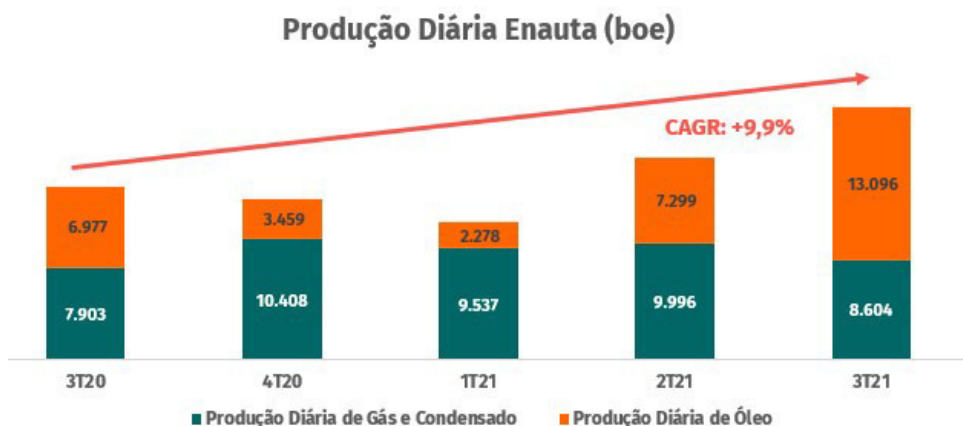
Portfólio de Ativos



* Em 16 de agosto de 2020, a Companhia anunciou um acordo de venda para a Gas Brigde de sua participação total (45%) no Campo de Manati, operado pela Petrobras. A transação está sujeita a uma série de condições precedentes, e os atos necessários para a conclusão do contrato devem ser realizados até 31 de dezembro de 2021.



Desempenho Operacional



Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%

Dados Operacionais

Atlanta	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	1.204,9	1.283,7	-6,1%	2.857,9	5.645,3	-49,4%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	13,1	14,0	-6,1%	10,4	20,6	-49,4%
Produção da Companhia (Mil bbl)	1.204,9	641,9	87,7%	2.074,3	2.822,6	-26,5%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.185,5	609,1	94,6%	1.937,5	2.741,6	-29,3%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,23	5,38	-2,8%	5,33	5,08	4,9%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	77,4	43,8	76,7%	69,7	42,2	65,2%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-1	4-5	-	0-2	4-6	-

¹ Em 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. Desde então, a Companhia passou a reportar 100% da produção do Campo.

PRODUÇÃO

A produção da Enauta relativa ao Campo de Atlanta aumentou 87,7% no 3T21 em comparação ao 3T20, resultado do aumento de participação da Companhia no Campo. Durante a maior parte do 3T21, Atlanta operou por meio de dois poços com produção média diária de 13,1 mil barris de óleo, 6,1% menor em comparação com o 3T20 e 4,1% menor em comparação com o 2T21. No terceiro trimestre, a redução da produção decorreu de interrupções geradas por falhas no sistema de bombeio submarino localizado no leito marinho de um dos poços. O reparo de uma bomba já existente está em andamento, com o custo estimado de US\$ 3 milhões. Espera-se o retorno da produção do terceiro poço no primeiro trimestre de 2022.

Foi concluída a primeira etapa do projeto para ampliar a capacidade de tratamento de água no FPSO que libera a planta de processo para aumento da produção de óleo. Como resultado, passamos de 5,9 mil barris para 8,5 mil barris por dia. A segunda fase do projeto prevê o aumento dessa capacidade para 20 mil barris por dia, solucionando a restrição de produção existente.



Em outubro de 2021, a Companhia atingiu o marco de 19 milhões de barris produzidos no Campo de Atanta.

A Enauta mantém a estimativa de produção média para o ano de 12 mil barris de óleo por dia, com margem de variação de 10% (dez por cento) negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual.

LIFTING COSTS²

A média do custo diário no 3T21 foi de US\$ 420,0 mil (100% do Campo), equivalente a US\$ 32,1 por barril, incluindo o afretamento do FPSO, comparada a US\$ 343,8 mil por dia no 2T21, equivalentes a US\$ 25,2 por barril.

A Companhia mantém seu foco na otimização dos custos operacionais, principalmente dos custos logísticos. O aumento do 3T21 reflete o custo do afretamento do FPSO, cuja taxa diária é cobrada de acordo com a performance operacional da planta. No 3T20, devido a falhas nos aquecedores de óleo, foi praticada uma taxa diária reduzida em relação à média do contrato, o que não ocorreu no 3T21. A alta do Brent e do dólar intensificaram esse aumento por serem componentes variáveis do custo do afretamento. Adicionalmente, alta do diesel no período impactou as operações.

Lifting Costs

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	38,6	30,4	27,0%	92,0	99,5	-7,5%
Opex ¹ (US\$ mil/dia)	420,0	330,1	27,2%	336,4	364,4	-7,7%
Lifting cost (US\$/ bbl)	32,1	23,7	35,4%	32,2	23,1	39,4%

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 informações trimestrais (ITR).

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

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio do Crude Oil Sales Agreement (COSA), um contrato FOB, ou seja, com todos os custos logísticos incluídos. Em 29 de abril de 2021, a Enauta e a Shell firmaram um novo acordo de venda do óleo 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, em comparação a um desconto de US\$ 4-5 por barril no 3T20.

O óleo do Campo já é amplamente conhecido, com alta demanda, mantendo uma 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.

LICITAÇÃO DO SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

O processo de licitação do FPSO e demais equipamentos para o SD de Atlanta segue o planejado. A Enauta está avaliando as propostas recebidas visando à sanção definitiva do projeto (Final Investment Decision - FID) no primeiro trimestre de 2022 e início da produção do SD em meados de 2024. A Companhia também está avaliando a antecipação da perfuração de mais um poço com início previsto ainda em 2022.



Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Produção Total do Campo (MMm ³)	276,2	253,8	8,8%	892,9	537,0	66,3%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	3,0	2,8	8,8%	3,3	2,0	67,2%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	124,3	114,2	8,8%	401,8	241,6	66,3%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,0 milhões de m³ no 3T21, similar à do mesmo período do ano anterior. No ano, o aumento entre os períodos foi expressivo principalmente em função dos efeitos da pandemia e da suspensão da produção pela Petrobras no primeiro semestre de 2020.

VENDA DO CAMPO DE MANATI

Em 16 de agosto de 2020, a Companhia anunciou um acordo para venda de sua participação total (45%) no Campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O valor negociado é de R\$ 560 milhões, podendo ser aumentado em função de certos eventos e de condições regulatórias e comerciais. O resultado contábil apurado no período de 31 de dezembro de 2020 até a data efetiva de conclusão da transação será descontado do valor total da venda. Para a assinatura do contrato, é necessário ainda o cumprimento de condições precedentes, as quais devem ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

Os blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas são ativos de alta prospectividade. O início da perfuração do primeiro poço exploratório, no prospecto *Cutthroat*, localizado no Bloco SEAL-M-428, é esperado para o quarto trimestre de 2021. O pedido de licenciamento ambiental para operação de perfuração na área está em andamento, tendo o EIA/RIMA já sido protocolado junto ao IBAMA e a audiência pública já realizada. Em função do carregamento negociado com os parceiros ExxonMobil e Murphy Oil, por ocasião do processo de *farmout*, prevê-se um investimento por parte da Enauta de US\$ 8 milhões nesse poço.

Além desse prospecto, a Enauta identificou outras oportunidades com consideráveis recursos potenciais. Estima-se no mercado que as descobertas já realizadas em águas profundas na região ultrapassem 1,2 bilhão de boe.

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Campo de Atlanta	472,7	141,5	234,1%	746,1	582,5	28,1%
Campo de Manati	115,6	83,0	39,3%	372,3	176,0	111,5%
TOTAL	588,3	224,5	162,1%	1.118,4	758,5	47,4%

Tanto a receita do Campo de Atlanta (80% do montante total) como a receita do Campo de Manati registraram aumento na comparação anual.



Em Atlanta, além de termos assumido a totalidade do Campo, a forte alta da commodity no período e da redução do desconto do óleo para menos de US\$ 1,0 em relação ao Brent impactaram esse resultado. A variação entre os períodos também foi compensada pelo exercício da opção de hedge no 3T20, que gerou uma receita de R\$ 13,1 milhões, e pela despesa referente aos prêmios das opções de R\$ 4,7 milhões no 3T21.

O aumento de 39,3% do Campo de Manati decorreu em grande parte da alta do preço do gás e do aumento da produção no 3T21. Esse aumento ficou ainda mais evidente na comparação do 9M21 com o 9M20. Em razão da pandemia de COVID-19, 2020 foi impactado pela redução no consumo de gás natural pelo mercado, fato que não se repetiu em 2021.

AQUISIÇÃO DO CAMPO DE ATLANTA

A parcela do ganho por compra vantajosa referente à participação adicional de 50% foi de R\$ 791,6 milhões e, 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. Esse ganho encontra-se registrado no resultado do período de nove meses findo em 30 de setembro de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais da demonstração do resultado.

Nas informações financeiras trimestrais de 30 de setembro de 2021, a contabilização dos ativos líquidos adquiridos na transação foi efetuada com base em uma avaliação do valor justo por uma assessoria independente para a realização do PPA (“Purchase Price Allocation”). Como resultado deste trabalho, foi alocado o valor de R\$ 424,9 milhões ao ativo intangível e R\$ 396,4 milhões ao ativo imobilizado. Essa alocação acabou impactando a linha de “Depreciação e Amortização” do Campo de Atlanta em um montante adicional de R\$ 60,1 milhões. A conclusão desta transação é esperada dentro do período de 12 meses permitido pela norma contábil de combinação de negócios.

No contexto da transação de transferência da participação da Barra Energia para a Enauta Energia no Campo de Atlanta, a AFBV teve sua transferência legal e societária transferida integralmente à Enauta em 07 de julho de 2021. A partir desta data, os resultados apurados na AFBV, anteriormente por equivalência patrimonial, passaram a ser consolidados nas demonstrações financeiras da Companhia.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Atlanta (R\$ MM)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Custos de produção	47,3	24,3	93,9%	88,1	76,7	14,9%
Custos de produção – Leasing e Afretamento IFRS 16	22,6	(9,1)	-348,4%	(18,2)	13,4	-235,8%
Custos de manutenção	2,7	0,0	100,0%	2,7	0,1	n.a.
Royalties	28,2	8,9	216,9%	45,3	35,0	29,4%
Depreciação e amortização	255,1	69,8	265,3%	459,4	289,4	58,7%
TOTAL	355,9	94,1	278,3%	577,3	414,8	39,2%

Campo de Manati (R\$ MM)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Custos de produção	14,3	7,0	105,4%	46,9	29,2	60,6%
Custos de manutenção	1,3	0,0	100,0%	1,3	1,9	-30,8%
Royalties	9,0	6,7	33,8%	29,0	13,5	114,4%
Participação especial	0,3	0,0	0,0%	1,6	0,0	n.a.



Pesquisa & Desenvolvimento	1,4	0,0	0,0%	2,7	0,0	n.a.
Depreciação e amortização	17,8	16,1	10,7%	59,0	41,6	41,8%
TOTAL	44,1	29,8	48,2%	140,5	86,2	63,0%
Custos Operacionais Totais	400,1	123,9	223,0%	717,8	501,1	43,3%

Os custos operacionais totais no 3T21 totalizaram R\$ 400,1 milhões, 223,0% maiores em comparação ao mesmo período do ano anterior. Desse aumento, 95% referem-se ao Campo de Atlanta com o reconhecimento de 100% da participação a partir de 25 de junho de 2021. Expurgando o efeito da variação de participação entre os períodos, o incremento foi de 37%, reflexo dos principais efeitos: (i) afretamento do FPSO - aumento devido a variáveis como dólar e Brent no 3T21 e cobrança de taxa diária reduzida no 3T20 não aplicável ao 3T21; e (ii) aumento do valor do diesel, afetando os custos logísticos.

Os custos operacionais de Manati no 3T21 foram 48,2% maiores em comparação aos registrados no 3T20, resultado do aumento na produção e da renegociação de contratos realizada no período em 2020, devido à pandemia de COVID-19, não aplicáveis para 2021.

Os “custos de produção – Leasing e Afretamento IFRS” concentram todos os contratos classificados pela norma do IFRS-16, sendo o mais representativo o contrato de afretamento do FPSO, cuja taxa diária é cobrada de acordo com a performance operacional da planta.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati totalizaram R\$ 50,9 milhões, 37,3% superiores ao mesmo período do ano anterior, sendo esse valor diretamente ligado ao aumento da produção. Já em Atlanta, os custos aumentaram 211,9%, totalizando R\$ 384,6 milhões, em função principalmente da alteração de participação no Campo.

Campo de Atlanta (R\$ MM)	3T21			9M21		
	Ex-IFRS	3T20 Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	9M20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	185,8	71,7	159,1%	311,6	259,5	20,1%
Custos de manutenção	2,5	0,0	n.a.	2,5	0,1	1725,6%
Royalties	28,2	8,9	216,4%	45,3	35,0	29,5%
Depreciação e amortização	168,1	42,7	293,8%	295,9	200,1	47,9%
TOTAL	384,6	123,3	211,9%	655,3	494,7	32,5%

Campo de Manati (R\$ MM)	3T21			9M21		
	Ex-IFRS	3T20 Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	9M20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	26,1	17,5	48,7%	83,3	60,9	36,8%
Custos de manutenção	1,3	0,0	0,0%	1,3	1,9	-30,8%
Royalties	9,0	6,7	33,8%	29,0	13,5	114,4%
Participação especial	0,3	0,0	100,0%	1,6	0,0	100,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,4	0,0	100,0%	2,7	0,0	100,0%
Depreciação e amortização	12,8	12,8	0,1%	43,4	24,7	75,9%
TOTAL	50,9	37,1	37,3%	161,4	101,0	59,8%

Custos Operacionais Totais	435,5	160,4	171,5%	816,6	595,7	37,1%
-----------------------------------	--------------	--------------	---------------	--------------	--------------	--------------



GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 11,2 milhões no 3T21, redução de R\$ 2,3 milhões em comparação ao 3T20, principalmente como reflexo de estudos especiais contratados para os blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas em 2020.

Na comparação sequencial, os gastos exploratórios totalizaram R\$ 46,9 milhões no 2T21. A variação é justificada em grande parte pelo impacto negativo de R\$ 37,0 milhões da provisão de devolução do Bloco CE-M-661, localizado na Bacia do Ceará.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Despesas com Pessoal	(22,3)	(20,9)	6,7%	(64,9)	(60,1)	7,9%
Alocação Projetos de E&P	10,1	13,9	-27,0%	27,6	37,4	-26,3%
Outras Despesas Administrativas	(8,5)	(9,5)	-11,1%	(25,4)	(26,5)	-4,1%
TOTAL	(20,7)	(16,5)	25,2%	(62,7)	(49,2)	27,5%

As despesas gerais e administrativas (G&A) aumentaram R\$ 4,2 milhões em relação ao 3T20, totalizando R\$ 20,7 milhões. Esse resultado foi decorrente da menor alocação de gastos em projetos nos quais a Enauta é o operador e do aumento da provisão de participação nos lucros e resultados (PLR). Os mesmos fatores impactaram a alta na comparação com o acumulado do ano.

Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 6,3%, redução de 0,4 pontos base em relação ao mesmo período do ano anterior, quando foram de 6,7%.

OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

As outras receitas operacionais registraram aumento de 233,2% no 3T21, reflexo em grande parte da parcela adicional do reconhecimento da transferência de 50% de participação do Campo de Atlanta, no valor de R\$ 10,7 milhões, provenientes da QGEPBV. O montante do 3T20 refere-se a uma provisão de custos de tratamentos em tancagens e de processamento de óleo de três cargas vendidas fora das especificações acordadas por questões operacionais.

No 9M21, as outras receitas operacionais foram positivamente impactadas por eventos não recorrentes: (i) R\$ 821,3 milhões devido ao registro não recorrente do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta; (ii) R\$ 10,7 milhões referem-se ao acordo celebrado com a Dommo, o qual extingue todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta; e (iii) R\$ 7,1 milhões são referentes aos créditos fiscais complementares da exclusão de ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS.

No 9M20, os principais impactos foram: (i) R\$ 121,0 milhões referentes à incorporação de 20% de participação da Dommo na Atlanta Field B.V. ("AFBV"); e (ii) R\$ 62,0 milhões referentes ao crédito fiscal devido à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS recolhidos a partir de 2011, dos quais R\$ 39,6 milhões foram registrados nessa rubrica.

**RENTABILIDADE**

EBITDA & EBITDAX	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	438,7	155,4	182,4%	1.629,2	658,7	147,3%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	0,1	0,1	1,4%	37,2	0,4	9661,3%
EBITDAX⁽³⁾	438,8	155,5	182,3%	1.666,4	659,1	152,8%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	74,6%	69,2%	5,4 p.p	145,7%	86,8%	58,8 p.p
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	74,6%	69,3%	5,3 p.p	149,0%	86,9%	62,1 p.p

(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.

(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

(5) EBITDAX dividido pela receita líquida.

O EBITDAX do 3T21 atingiu R\$ 438,8 milhões, 182,3% maior quando comparado ao 3T20. 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) o desconto de menos de US\$ 1 em relação ao Brent na venda do óleo. A margem EBITDAX subiu 5,3 p.p.

A alta na comparação ao 9M20 também decorreu das outras receitas operacionais não recorrentes que afetaram ambos os períodos.

RESULTADO FINANCEIRO

No 3T21, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 6,5 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 33,9 milhões no 3T20. Esse resultado reflete a variação cambial sobre os contratos de arrendamento em moeda estrangeira, em função da contabilização do IFRS-16.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 3T21 fechou com saldo positivo de R\$ 85,0 milhões, aumento de 1.750,7% em comparação ao 3T20. O aumento deve-se principalmente à maior rentabilidade de aplicações financeiras e ganho de variação cambial majoritariamente advinda do aumento das aplicações financeiras em dólares e sobre os recebíveis da venda de óleo.

LUCRO LÍQUIDO

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	438,7	155,4	182,3%	1.629,2	656,7	148,1%
Amortização	(273,4)	(86,4)	216,4%	(519,7)	(332,4)	56,3%
Resultado Financeiro	(6,5)	(33,9)	-80,8%	(39,0)	(216,2)	-82,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(24,9)	(5,6)	344,6%	(316,6)	(22,2)	1326,1%
Lucro Líquido	134,0	29,4	355,8%	753,9	85,9	777,6%

(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 trimestre, o lucro líquido totalizou R\$ 134,0 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 29,4 milhões reportado no 3T20. A diferença entre os períodos é reflexo do aumento da participação no Campo de Atlanta combinado a alta do preço da commodity que impactou receitas e custos operacionais.

Na comparação com o 9M20, o lucro aumentou 777,6%, principalmente em função do registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta no 2T21. Excluindo-se os impactos não recorrentes, o lucro líquido do 9M21 totaliza R\$ 223,2 milhões, contra um prejuízo de R\$ 83,8 milhões no 9M20.

	3T21	3T20		9M21	9M20	
	Ex-IFRS	Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	Ex-IFRS	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	311,2	88,0	253,8%	1.191,9	455,3	161,8%
Amortização	(181,3)	(55,8)	224,8%	(181,3)	(225,6)	-19,6%
Resultado Financeiro	85,0	4,6	1750,7%	61,4	101,8	-39,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(40,3)	(6,2)	549,3%	(312,3)	(98,7)	216,4%
Lucro Líquido	174,6	30,5	471,9%	759,7	232,7	226,4%



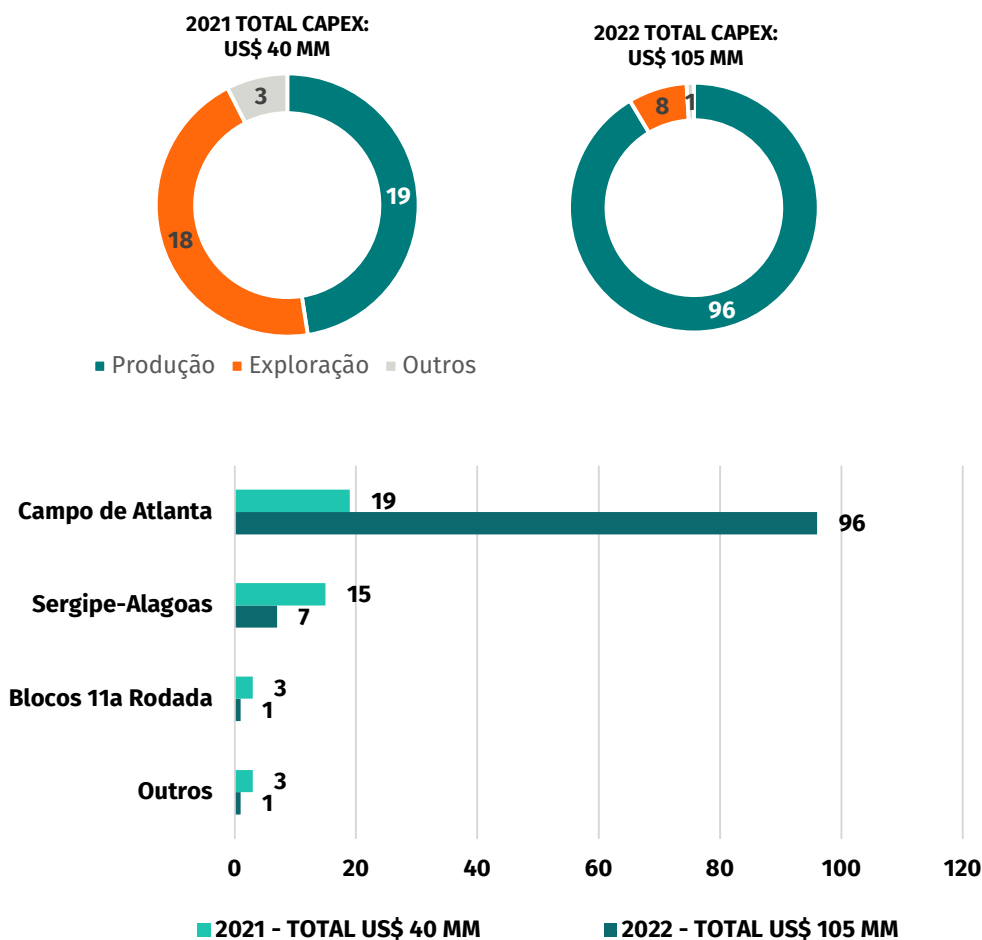
Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no terceiro trimestre do ano totalizou US\$ 3,2 milhões, sendo destinado em grande parte ao Campo de Atlanta e aos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Para o ano de 2021, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 40 milhões, sendo US\$ 19 milhões destinados ao Campo de Atlanta, incluindo valor referente à opção de compra do FPSO OSX-2 para o Sistema Definitivo. Do total de US\$ 18 milhões do investimento em exploração, US\$ 15 milhões serão destinados aos blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas, já que se espera para o final deste ano o início da perfuração de um poço exploratório na região.

Para 2022, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 105 milhões. Desse montante, US\$ 96 milhões serão destinados aos investimentos iniciais dos sistemas submarinos e de perfuração dos novos poços do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta.

CAPEX LÍQUIDO PARA A COMPANHIA (US\$ MILHÕES)





Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

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

Em 30 de setembro de 2021, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 2,4 bilhões, 41,2% superior ao 3T20, e 19,0% superior ao saldo registrado em 30 de junho de 2021.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais e em dólares. Em 30 de setembro de 2021, o retorno médio anual desses investimentos foi de 105,9% do CDI, 4,0% para o fundo cambial e 0,46% para as aplicações em dólares. Dos fundos em reais, 75% deles apresentaram liquidez diária frente a 57% dos fundos em dólares.

RECURSOS DA VENDA DO BLOCO BM-S-8

Em julho de 2017, a Companhia recebeu e aceitou uma oferta não solicitada da Equinor (ex-Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda) para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por US\$ 379 milhões. Nos termos da venda, 50% do preço total de compra foi pago no fechamento da transação, com o recebimento da aprovação da ANP e demais órgãos competentes. Até o final do ano de 2020, a Companhia já havia recebido da Equinor o montante de US\$ 234,5 milhões, referentes à primeira e à segunda parcelas da transação. O recebimento da última parcela de US\$ 144,0 milhões é contingente: (i) à aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) pela ANP, cuja submissão à autarquia pela adquirente ocorreu em 29 de janeiro de 2021; ou (ii) 12 (doze) meses após a submissão do AIP à ANP, o que ocorrer primeiro.

ENDIVIDAMENTO

	3T21	3T20	Δ%	2T21	Δ%
Dívida Total	174,8	224,4	-22,1	188,7	-7,4%
Saldo de Caixa e equivalentes	2.418,8	1.742,3	38,5%	2.033,1	18,7%
Dívida Líquida Total	(2.237,8)	(1.517,9)	47,4%	(1.844,5)	21,3%
Dívida Líquida/EBITDAX	(1,2)	(1,7)	-24,0%	(1,2)	2,6%

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 30 de setembro de 2021 era de R\$ 174,8 milhões, comparado a R\$ 224,4 milhões no mesmo período do ano anterior, refletindo os pagamentos da dívida da FINEP iniciados em setembro de 2016, bem como os pagamentos da dívida do BNB iniciados em outubro de 2019. Esse montante não inclui os efeitos de arrendamento mercantil IFRS 16/CPC06.

Os recursos obtidos junto à FINEP fazem parte de um pacote de financiamento que amparou o desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta, e consiste em duas linhas de crédito, à taxa fixa de 3,5% ao ano, e outra à taxa flutuante atrelada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de amortização de sete anos. Já o financiamento do BNB está direcionado aos investimentos em dois ativos da Companhia na região Nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano, possuía carência de cinco anos a partir de outubro de 2014.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 491,8 milhões no 3T21, comparado a R\$ 159,5 milhões no 3T20. A aumento deve-se, principalmente, ao aumento do fluxo de recebíveis do Campo de Atlanta.



Estratégia Financeira

OPERAÇÕES DE HEDGE

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo com o objetivo de aumentar a previsibilidade de fluxo de caixa e fixar os ativos cambiais de que necessita para cobrir seu plano de investimento e despesas de operação em moeda estrangeira, minimizando a necessidade de hedge cambial complementar com derivativos.

A Companhia contratou *hedge* de preço de Brent para proteger cerca de 47% da sua parcela da produção do Campo de Atlanta estimada para o terceiro trimestre de 2021, pelo valor de US\$ 1,55 por barril. Esse *hedge* cobre apenas o preço da *commodity*, não incluindo o *spread* em função da qualidade do óleo e da logística.

Dados Hedge	3T21	3T20
Instrumento contratado	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Barris equivalentes (mil bbl)	550,0	560,0
Preço por barril (US\$)	1,6	2,3
Strike médio (US\$)	57,2	47,6
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	550,0	260,0
Preço por barril (US\$)	0,0	12,9
Resultado (R\$ milhões)	(4,7)	19,0

O resultado do 3T21 não teve impacto positivo do exercício de opções. Pela política contábil de *hedge* adotada pela Companhia, o prêmio das opções de venda de 550 mil bbl, vencidas no trimestre, foi reconhecido na linha de receitas operacionais com impacto negativo de R\$ 4,7 milhões.

Projeções

	Guidance 2021	Realizado 9M21
Produção Média Diária Atlanta (mil bbl/dia)	$10,8 \leq \Delta \leq 13,2$	13,2
Investimentos em exploração, desenvolvimento e produção (R\$ milhões)	$32 \leq \Delta \leq 48$	16,7

Guidance 2021 – Informação não revisada pelos auditores independentes.

Atlanta: a Companhia estima produção média de 12.000 bbl por dia para 2021. As projeções possuem variação positiva ou negativa de 10% quando verificada a média diária em base anual.

Capex: Estimativa de US\$ 40 milhões para 2021 e US\$ 105 milhões para 2022. Essas projeções possuem margem de variação de negativa ou positiva de 20% (vinte por cento).

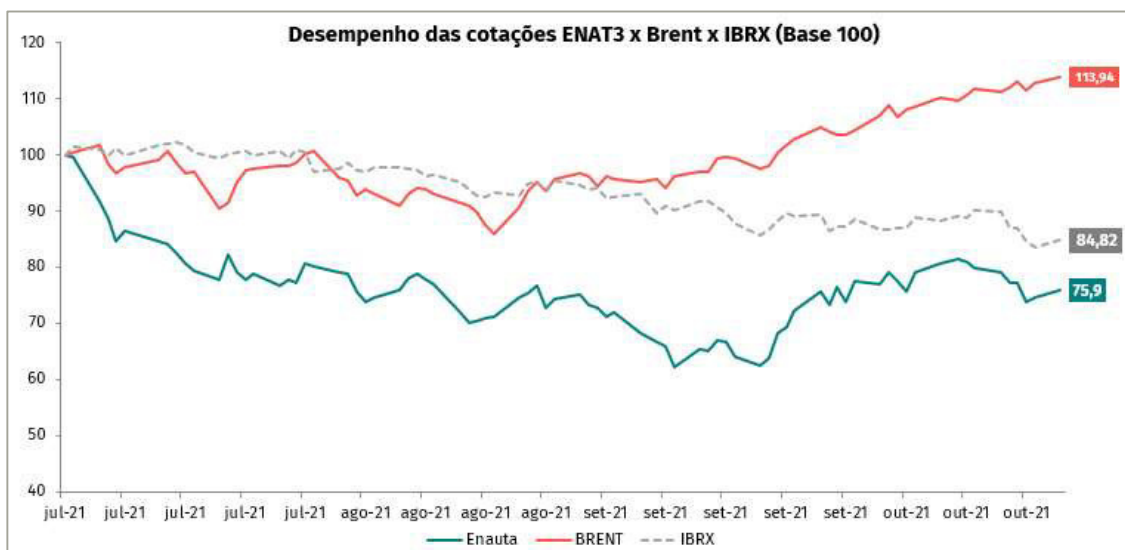


Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 3T21 cotada a R\$ 13,8, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 3,7 bilhões, valorização de 44,4% em relação à cotação registrada em 30 de setembro de 2020 e desvalorização de 30,5% em relação à cotação de 30 de junho de 2021. A valorização anual superou o Ibovespa no período.

ENAT3

	30/set/2021
Market Cap (R\$ bilhões)	3,7
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	+44,4%
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	18,01
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	13,08
Volume médio diário de negociação no 3T21 (R\$ milhões)	33,19





Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Receita Líquida	588,3	224,5	162,0%	1.118,4	758,5	47,4%
Custos	(400,1)	(123,9)	222,9%	(717,8)	(501,1)	43,2%
Lucro Bruto	188,2	100,6	87,1%	400,6	257,5	55,6%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(20,7)	(16,5)	25,5%	(62,7)	(49,2)	27,4%
Equivalência patrimonial	(0,1)	5,3	-101,9%	(0,3)	16,4	-101,8%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(11,2)	(13,6)	-17,6%	(75,1)	(46,0)	63,3%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	9,1	(6,9)	-231,9%	847,0	145,6	481,7%
Lucro (Prejuízo) Operacional	165,3	69,0	139,6%	1.109,5	324,3	242,1%
Resultado financeiro líquido	(6,5)	(33,9)	-80,8%	(39,0)	(216,2)	-82,0%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	158,8	35,0	353,7%	1.070,5	108,4	887,5%
Imposto de renda e contribuição social	(24,9)	(5,6)	344,6%	(316,6)	(22,2)	1326,1%
Lucro (Prejuízo) Líquido	134,0	29,4	355,8%	753,9	85,9	777,6%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	491,8	159,6	208,1%	668,6	594,4	12,5%
EBITDAX⁽¹⁾	438,8	155,5	182,2%	1.666,4	657,1	153,6%

⁽¹⁾ 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.

O IFRS16 substitui as normas de arrendamento mercantil existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. Essa norma contábil se tornou efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia adotou essa norma em 1º de janeiro de 2019.

Para facilitar a análise, a Companhia optou por divulgar números sem os efeitos da IFRS16 indicados como “ex-IFRS” na tabela abaixo. Estas informações, não revisadas pelos auditores independentes, não constam das informações contábeis intermediárias da Companhia.

DRE	3T21 Ex- IFRS	3T20 Ex- IFRS	Δ%	9M21 Ex- IFRS	9M20 Ex-IFRS	Δ%
Receita Líquida	588,3	224,5	162,1%	1.118,4	758,5	47,4%
Custos	(435,5)	(160,7)	171,0%	(816,7)	(596,6)	36,9%
Lucro Bruto	152,8	63,8	139,6%	301,7	161,9	86,3%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(20,7)	(16,5)	25,5%	(62,8)	(48,6)	29,1%
Equivalência patrimonial	(0,1)	5,3	-101,8%	(0,3)	14,8	-101,8%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(11,2)	(13,6)	-17,2%	(75,1)	(46,0)	63,4%



Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	9,1	(6,9)	-233,2%	847,0	147,5	474,1%
Lucro (Prejuízo) Operacional	129,9	32,1	304,0%	1.010,6	229,6	340,1%
Resultado financeiro líquido	85,0	4,6	1750,7%	61,4	101,8	-39,7%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	214,9	36,7	485,0%	1.072,0	331,5	223,4%
Imposto de renda e contribuição social	(40,3)	(6,2)	549,3%	(312,3)	(98,7)	216,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	174,6	30,5	471,9%	759,7	232,7	226,4%

EBITDAX	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
Lucro Líquido	174,6	30,5	471,9%	759,7	232,7	226,4%
Amortização	(181,3)	(55,8)	224,8%	(181,3)	(225,6)	-19,6%
Resultado Financeiro	85,0	4,6	1750,7%	61,4	101,8	-39,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(40,3)	(6,2)	549,3%	(312,3)	(98,7)	216,4%
EBITDA	311,2	88,0	253,8%	1.191,9	455,3	161,8%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	(0,1)	(0,1)	-0,7%	(0,1)	(0,4)	-78,7%
EBITDAX	311,3	88,0	253,5%	1.192,0	455,7	161,6%
Margem EBITDA	52,9%	39,2%	35,0%	106,6%	60,0%	77,6%
Margem EBITDAX	52,9%	39,2%	34,9%	106,6%	60,1%	77,4%



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	3T21	2T21	Δ%
Ativo Circulante	2.881,9	2.405,7	19,8%
Caixa e equivalente de caixa	81,7	191,1	-57,2%
Aplicações financeiras	2.337,1	1.842,2	26,9%
Contas a receber	377,3	282,9	33,4%
Créditos com parceiros	8,2	10,3	-20,6%
Estoques	44,2	29,5	50,0%
Impostos e contribuição a recuperar	11,4	19,6	-42,1%
Instrumentos Financeiros Derivativos	0,8	5,0	-83,7%
Outros	21,2	25,2	-15,7%
Ativo Não Circulante	2.913,2	3.221,6	-9,6%
Caixa restrito	357,9	468,2	-23,6%
Impostos a recuperar	71,3	71,0	0,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,0	0,0	n.a.
Investimentos	0,0	16,0	-100,0%
Imobilizado	1.052,0	748,9	40,5%
Intangível	790,5	1.197,3	-34,0%
Arrendamentos	604,2	693,7	-12,9%
Outros ativos não circulantes	37,2	26,4	40,6%
TOTAL DO ATIVO	5.795,1	5.627,3	3,0%
Passivo Circulante	831,6	763,4	9,0%
Fornecedores	151,5	78,2	93,8%
Arrendamentos	438,2	426,9	2,7%
Impostos e contribuição a recolher	77,2	36,7	110,1%
Remuneração e obrigações sociais	20,6	22,3	-7,5%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,0	57,3	n.a.
Empréstimos e financiamentos	53,7	54,3	-1,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	3,0	1,7	0,0%
Provisão de multas	37,7	37,4	0,8%
Obrigações de Consórcio	34,3	34,3	0,0%
Outras obrigações	15,3	14,2	9,4%
Passivo Não Circulante	1.496,2	1.538,0	-2,7%
Arrendamentos - direito de uso	298,9	376,0	-20,5%
Obrigações Fiscais a Pagar	8,5	8,2	3,8%
Empréstimos e financiamentos	121,0	134,4	-9,9%
Provisão para abandono	820,9	746,9	9,9%
Outras contas a pagar	57,9	57,9	0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	189,0	214,6	-11,9%
Patrimônio Líquido	3.467,3	3.326,0	4,5%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	104,5	97,1	7,6%
Reserva de Lucros	527,4	527,4	0,0%
Reserva de Capital	30,8	30,8	0,0%
Ações em Tesouraria	(27,4)	(27,4)	0,0%
Lucro líquido do período	753,9	619,9	21,6%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	5.795,1	5.627,3	3,0%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	134,0	29,4	355,8%	753,9	85,9	777,6%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Equivalência Patrimonial	0,1	-5,3	-101,9%	0,3	-16,4	-101,8%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	190,2	61,7	208,3%	372,1	240,7	54,6%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento – IFRS 16	84,0	30,0	180,0%	179,3	106,8	67,9%
Variação Cambial – IFRS16	43,2	27,3	58,2%	56,2	281,1	-80,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-30,1	-16,8	79,2%	251,0	-26,3	1054,4%
Encargos financeiros IFRS 16	56,6	61,0	-7,2%	34,6	88,6	-60,9%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	2,2	2,7	-18,5%	7,1	8,3	-14,5%
Aquisição de Investimento	0,0	0,0	n.a.	-	-120,9	n.a.
Aumento de participação em consórcio	0,1	0,0	n.a.	-821,3	-	n.a.
Baixa de imobilizado	0,2	-	n.a.	10,3	0,1	n.a.
Despesa com plano de ação	0,0	0,0	n.a.	5,8	0,0	n.a.
Exercício do plano de opção	0,0	-0,2	n.a.	0,0	-1,6	n.a.
Provisão para imposto renda e contribuição social	55,0	22,4	145,5%	65,7	48,6	35,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,3	0,0	n.a.	1,2	-1,8	-166,7%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	-101,6	23,3	-536,1%	-328,6	86,8	-478,6%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	56,8	-253,2	-122,4%	81,2	-205,9	-139,4%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	491,8	159,5	208,3%	668,6	573,9	16,5%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	-450,1	-15,6	2785,3%	-310,8	-125,0	148,6%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	-144,2	-76,3	89,0%	-375,1	-510,9	-26,6%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	-6,8	-7,6	-10,5%	-4,3	98,1	-104,4%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	-109,3	60,1	-281,9%	-21,5	36,1	-159,6%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	191,0	27,3	599,6%	103,2	51,3	101,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	81,7	87,4	-6,5%	81,7	87,4	-6,5%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	-109,3	60,1	-281,9%	-21,5	36,1	-159,6%



Anexo IV | Glossário

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultra profundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Bbl	Barril de óleo
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
E&P	Exploração e Produção
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento de petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
Free on Board (FOB)	Modalidade de repartição de responsabilidades, direitos e custos entre comprador e vendedor no comércio de mercadorias. Na modalidade FOB, o exportador é responsável pelos custos de transporte e seguro da carga somente até que esta seja embarcada no navio. A partir desse ponto, o importador torna-se responsável pelo pagamento do transporte e do seguro.
Mecanismo de Preço Netback	Esse mecanismo consiste em considerar a receita de óleo, deduzindo todos os custos associados ao transporte do óleo do seu local de produção até o seu destino final.
Operador(a)	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
Oferta Permanente	O processo de Oferta Permanente de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural prevê a oferta contínua de campos e blocos devolvidos, bem como de blocos exploratórios ofertados em rodadas anteriores e não arrematados. Nessa modalidade, as licitantes inscritas podem apresentar declaração de interesse para quaisquer blocos ou áreas previstas no edital, acompanhada de garantia de oferta. A principal diferença em relação às demais rodadas é que um ciclo da Oferta Permanente só se inicia quando a Comissão Especial de Licitação aprova uma declaração de interesse, acompanhada da garantia de oferta, para um ou mais blocos/áreas em oferta, apresentada por uma das empresas inscritas.



Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação comercialmente viável de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários - geração, migração, reservatório, selo e trapeamento - para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação não será comercialmente viável.
Recursos Contingentes	Representam as quantidades de óleo, condensado, e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
Recursos Prospectivos Riscados	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	Quantidade de petróleo que se antecipa ser comercialmente recuperável a partir da instauração de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
Reservas 1P	Soma de reservas provadas.
Reservas 2P	Soma de reservas provadas e prováveis.
Reservas 3P	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
Reservas Provadas	São as quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.

Relações com Investidores

Paula Costa Côrte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante
Gerente de Relações com Investidores

Caroline Cardoso
Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, no 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ
CEP: 20031-918
Telefone: 55 21 3509-5959
E-mail: ri@enauta.com.br
www.enauta.com.br/ri

Sobre a Enauta

A Enauta é uma das principais empresas de controle privado do setor de exploração e produção no Brasil. Com equilibrada atuação ao longo da costa do país, possui dois ativos produtores: o Campo de Manati, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste, no qual detém 45% de participação, e o Campo de Atlanta, localizado nas águas profundas da Bacia de Santos, no qual detém a operação com 100% de participação. Listada no Novo Mercado da B3 desde 2011, por meio do ticker ENAT3, a Enauta é comprometida com os conceitos de sustentabilidade dos negócios, tendo investido de maneira sólida no aprimoramento das boas práticas de governança e *compliance*. Para maiores informações, acesse www.enauta.com.br.

Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros e de crescimento da Companhia. Essas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o plano de negócios da Companhia. Tais projeções estão fortemente sujeitas a alterações nas condições de mercado, nas regulamentações governamentais, em pressões da concorrência, no desempenho do setor e da economia brasileira, entre outros fatores. Tais aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Deve ser compreendido que tais fatores estão sujeitos à alteração sem aviso prévio.



www.enauta.com.br

Rio de Janeiro
Av. Almirante Barroso nº 52, sala 1301
Centro | Rio de Janeiro – RJ | 20031 918
Tel.: 55 21 3509 5800

Salvador
Av. Antônio Carlos Magalhães nº 1034,
sala 353 | Pituba Parque Center
Itaigara | Salvador – BA | 41825 000
Tel.: 55 71 3351 6210

Rotterdam
Visiting Address: Beursplein 37,
World Trade Center
Unit 601, 3011 AA Rotterdam
Tel.: 31 102619960 - F.: 31 102619962
Postal Address: Postbus 8540,
3009 AM, Rotterdam
Tel.: 31 0104215530 - F.: 31 0104210350

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 S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, referentes ao trimestre findo em 30 de setembro de 2021, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três e nove meses findo naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração 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 consolidadas incluídas nas informações trimestrais referidas anteriormente 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 ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela CVM.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido (“DTTL”), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada “Deloitte Global”) não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende : quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

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 nove meses findo em 30 de setembro de 2021, 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 com a revisão de 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.

Auditoria e revisão dos valores correspondentes

Os balanços patrimoniais, individuais e consolidados, em 31 de dezembro de 2020, apresentados para fins comparativos, foram examinados por outros auditores independentes, que emitiram relatório em 31 de março de 2021, com opinião sem ressalva. As informações financeiras intermediárias da Companhia para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2020, apresentadas para fins de comparação, foram revisadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório de revisão em 20 de abril de 2021, sem modificação em sua conclusão, sobre essas informações financeiras intermediárias. Os valores correspondentes relativos às demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2020, foram submetidos aos mesmos procedimentos de revisão por aqueles auditores independentes e, com base em sua revisão, aqueles auditores emitiram relatório reportando que não tiveram conhecimento de nenhum fato que os levasse a acreditar que a DVA não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2021


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


John Alexander Harold Auton
Contador
CRC nº 1RJ 078.183/O-2

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		30/09/2021	31/12/2020	30/09/2021	31/12/2020
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	132	371	81.701	103.248
Títulos e valores mobiliários	5	12.532	2.660	2.337.135	1.609.277
Contas a receber	6	-	-	377.309	87.719
Estoques	8	-	-	44.238	959
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	554	435	11.335	16.277
Contas a receber - Partes relacionadas	9	-	-	122	171
Dividendos a receber	12.2	-	16.150	-	-
Créditos com parceiros	7	-	-	8.172	46.761
Instrumentos financeiros	27	-	-	823	1.469
Outros		38	-	21.106	25.975
Total do ativo circulante		<u>13.256</u>	<u>19.616</u>	<u>2.881.941</u>	<u>1.891.856</u>
NÃO CIRCULANTE					
Caixa restrito	10	-	-	357.910	581.748
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	-	-	71.258	60.430
IR e CSLL diferidos	11.4	-	-	-	66.478
Outros ativos não circulantes		-	-	37.191	3.182
Instrumentos financeiros	27	-	-	-	-
Investimentos	12.2	3.466.481	2.749.257	-	27.138
Imobilizado	13	-	-	1.052.029	929.105
Intangível	14	-	-	790.542	389.479
Arrendamentos - direito de uso	15	-	-	604.248	398.224
Total do ativo não circulante		<u>3.466.481</u>	<u>2.749.257</u>	<u>2.913.178</u>	<u>2.455.784</u>
TOTAL DO ATIVO		<u><u>3.479.737</u></u>	<u><u>2.768.873</u></u>	<u><u>5.795.119</u></u>	<u><u>4.347.640</u></u>
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores		224	134	151.517	155.478
Arrendamentos	15	-	-	438.215	208.814
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	53.734	56.054
Impostos e contribuição a recolher	11.2	107	1.815	77.196	17.036
Remuneração e obrigações sociais		100	55	20.615	14.395
Contas a pagar - partes relacionadas	9	12.056	11.383	-	18.526
Dividendos a pagar		6	1	6	1
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	3.017	1.848
Obrigações de consórcios	19	-	-	34.278	7.324
Provisão de multas	22	-	-	37.732	32.524
Outras obrigações		-	5	15.383	12.217
Total passivo circulante		<u>12.493</u>	<u>13.393</u>	<u>831.693</u>	<u>524.217</u>
NÃO CIRCULANTE					
Arrendamentos	15	-	-	298.896	356.162
Provisão para abandono	18	-	-	820.888	485.566
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	121.033	161.019
Impostos e contribuição a recolher	11.2	-	-	8.478	7.274
Obrigações de consórcio	19	-	-	57.922	57.922
IR e CSLL diferidos	11.4	-	-	188.965	-
Total do passivo não circulante		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.496.182</u>	<u>1.067.943</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social integralizado	28	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital	28	30.759	30.084	30.759	30.084
Reserva de lucros	28	527.445	578.445	527.445	578.445
Outros resultados abrangentes		104.452	102.080	104.452	102.080
Ações em tesouraria	29	(27.401)	(33.245)	(27.401)	(33.245)
Lucro líquido do período		753.873	-	753.873	-
Total do patrimônio líquido		<u>3.467.244</u>	<u>2.755.480</u>	<u>3.467.244</u>	<u>2.755.480</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u><u>3.479.737</u></u>	<u><u>2.768.873</u></u>	<u><u>5.795.119</u></u>	<u><u>4.347.640</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2021 E 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora				Consolidado			
		01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
RECEITA LÍQUIDA	20	-	-	-	-	588.285	1.118.396	224.461	758.540
CUSTOS	21.1	-	-	-	-	(400.064)	(717.824)	(123.863)	(501.068)
LUCRO BRUTO		-	-	-	-	188.221	400.572	100.598	257.472
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS									
Gerais e administrativas	21.2	(2.259)	(5.853)	(1.585)	(4.824)	(20.724)	(62.691)	(16.547)	(49.164)
Equivalência patrimonial	12	136.052	759.382	30.985	90.632	(98)	(260)	5.337	16.402
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	22	-	-	-	-	(11.220)	(75.069)	(13.557)	(45.955)
Outras operacionais líquidas	23	-	1	-	-	9.143	846.980	(6.867)	147.533
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		133.793	753.530	29.400	85.808	165.322	1.109.532	68.964	326.288
Rendimento das aplicações financeiras	24	177	365	25	112	55.366	73.381	13.495	78.876
Outras receitas e despesas financeiras	24	(17)	(22)	(15)	(27)	(61.848)	(112.408)	(47.417)	(297.033)
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO		160	343	10	85	(6.482)	(39.027)	(33.922)	(218.157)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		133.953	753.873	29.410	85.893	158.840	1.070.505	35.042	108.131
Imposto de renda e contribuição social correntes	11.3	-	-	-	-	(54.996)	(65.665)	(22.426)	(48.584)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.3	-	-	-	-	30.109	(250.967)	16.794	26.346
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		133.953	753.873	29.410	85.893	133.953	753.873	29.410	85.893
RESULTADO LÍQUIDO DO PERÍODO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO	28	0,51	2,87	0,11	0,33				

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2021 e 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

Nota explicativa	Controladora				Consolidado			
	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
Lucro (prejuízo) líquido do período	133.953	753.873	29.410	85.893	133.953	753.873	29.410	85.893
Outros resultados abrangentes								
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro	485	(1.900)	(20.880)	4.761	485	(1.900)	(20.880)	4.761
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	12 6.852	4.272	33.250	93.373	6.852	4.272	33.250	93.373
Resultado abrangente do período	<u>141.290</u>	<u>756.245</u>	<u>41.780</u>	<u>184.027</u>	<u>141.290</u>	<u>756.245</u>	<u>41.780</u>	<u>184.027</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 30 DE SETEMBRO DE 2021 e 2020

(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	Lucros (prejuízos) acumulados	Total
		Capital social integralizado	Plano de opções de ações	Reserva legal	Reserva de Investimentos					
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2020		2.078.116	29.588	93.713	390.684	50.797	300.000	(36.452)	(29.909)	2.876.537
Ajustes acumulados de conversão	12					93.373				93.373
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro						4.761				4.761
Pagamento de dividendos							(300.000)			(300.000)
Realização do plano de opção de ação	28		510					3.185		3.695
Lucro líquido do período	26								85.893	85.893
SALDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2020		2.078.116	30.098	93.713	390.684	148.931	-	(33.267)	55.984	2.764.259
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2021		2.078.116	30.084	98.412	429.033	102.080	50.999	(33.245)	-	2.755.479
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	(50.999)	-	-	(50.999)
Ajustes acumulados de conversão	12	-	-	-	-	4.272	-	-	-	4.272
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	(1.900)	-	-	-	(1.900)
Realização do plano de opção de ação	12.2	-	675	-	-	-	-	5.844	-	6.519
Lucro líquido do período	28	-	-	-	-	-	-	-	753.873	753.873
SALDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2021		2.078.116	30.759	98.412	429.033	104.452	(0)	(27.401)	753.873	3.467.244

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2021 e 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a 30/09/2021	01/01/2020 a 30/09/2020	01/01/2021 a 30/09/2021	01/01/2020 a 30/09/2020
RECEITAS		-	-	2.072.572	993.244
Vendas de gás e óleo		-	-	1.105.282	775.929
Outras receitas		-	-	942.021	181.644
Receitas relativas à construção de ativos próprios		-	-	25.269	35.671
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		(1.729)	(1.585)	(221.219)	(200.938)
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	(189.503)	(160.326)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(1.729)	(1.585)	(31.716)	(40.612)
Outros		-	-	-	-
VALOR (UTILIZADO) ADICIONADO BRUTO		(1.729)	(1.585)	1.851.353	792.306
DEPRECIACÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	13/14	-	-	(519.671)	(332.399)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(1.729)	(1.585)	1.331.682	459.907
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		759.758	90.747	137.538	157.535
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos		759.382	90.632	(260)	16.402
Receitas financeiras	24	376	115	87.601	97.572
Outros		-	-	50.197	43.561
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		<u>758.029</u>	<u>89.162</u>	<u>1.469.220</u>	<u>617.442</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		3.308	2.597	46.640	42.447
Benefícios		122	123	5.655	5.407
F.G.T.S		-	-	2.316	2.323
Outros		1	-	41	28
		<u>3.431</u>	<u>2.720</u>	<u>54.652</u>	<u>50.205</u>
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		692	519	364.682	48.773
Estaduais		-	-	42.446	24.419
Municipais		-	-	76.005	48.614
		<u>692</u>	<u>519</u>	<u>483.133</u>	<u>121.806</u>
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		-	-	20.652	8.500
Aluguéis		-	-	736	495
Despesas bancárias		27	23	73.527	45.007
Variação monetária / cambial		6	7	82.647	305.536
		<u>33</u>	<u>30</u>	<u>177.562</u>	<u>359.538</u>
Remuneração de capitais próprios:					
Resultado líquido do período	28	<u>753.873</u>	<u>85.893</u>	<u>753.873</u>	<u>85.893</u>
		<u>753.873</u>	<u>85.893</u>	<u>753.873</u>	<u>85.893</u>
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		<u>758.029</u>	<u>89.162</u>	<u>1.469.220</u>	<u>617.442</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 30 DE SETEMBRO DE 2021 e 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a 30/09/2021	01/01/2020 a 30/09/2020	01/01/2021 a 30/09/2021	01/01/2020 a 30/09/2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período		753.873	85.893	753.873	85.893
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:					
Equivalência patrimonial		(759.382)	(90.632)	260	(16.402)
Amortização e depreciação	13/14	-	-	372.100	240.576
Amortização e depreciação - IFRS 16	15	-	-	179.271	106.762
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.4	-	-	250.967	(26.346)
Encargos financeiros IFRS 16	15	-	-	34.642	38.616
Variação cambial IFRS 16	15	-	-	56.177	281.119
Aquisição de investimento		-	-	-	(120.982)
Aumento de participação em consórcio	14	-	-	(821.305)	-
Encargos financeiros - empréstimos	16	-	-	7.085	8.352
Baixa de imobilizado / intangível	13/14	-	-	10.271	30
Despesa com plano de opção de ação	29	5.844	-	5.844	(1.656)
Provisão para imposto de renda e contribuição social	11.3	-	-	65.665	48.584
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	1.169	(1.769)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber de clientes	6	-	-	(289.590)	132.649
Impostos a recuperar	11.1	(119)	438	(5.886)	(54.337)
Partes relacionadas	9	-	105	49	25.031
Instrumentos financeiros		-	-	646	16.653
Outros ativos		(38)	(2)	(33.831)	(33.128)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores		90	62	(3.961)	16.957
Impostos a recolher	11.2	(1.708)	(14.704)	61.364	(5.939)
Partes relacionadas	9	673	-	(18.526)	(19.294)
Obrigações de consórcios	19	-	-	26.954	-
Outros passivos		43	3.180	16.857	69.989
Juros pagos	16	-	-	(8.116)	(6.202)
Provisão para abandono (AVP)	18	-	-	6.650	5.030
Outros passivos circulantes		1	-	-	(195.739)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		(723)	(15.660)	668.629	594.447
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa restrito	10	-	-	223.838	(96.894)
Aplicações financeiras	5	(9.872)	10.056	(727.858)	(1.833)
Adição de Imobilizado	13	-	-	(82.240)	(32.428)
Adição de intangível	14	-	-	(2.814)	(79)
Recebimento por transação de combinação de negócio	18	-	-	278.313	-
Recebimento de dividendos		61.356	305.661	-	-
Outros		-	-	-	6.228
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		51.484	315.717	(310.761)	(125.006)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Amortização de empréstimo	16	-	-	(41.451)	(29.902)
Pagamento de dividendos	28	(51.000)	(300.000)	(50.999)	(300.000)
Arrendamentos - direito de uso - Pagamentos	15	-	-	(282.693)	(201.522)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		(51.000)	(300.000)	(375.143)	(531.424)
Variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	(4.272)	98.135
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		(239)	57	(21.547)	36.151
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa no período:					
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		371	245	103.248	51.278
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período		132	302	81.701	87.429
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		(239)	57	(21.547)	36.151

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2021

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

Estrutura societária:

A Enauta Participações S.A. (“Enauta”, “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 títulos negociados na B3 S.A. – Brasil Bolsa, Balcão e listados no segmento “Novo Mercado” e controlada da Queiroz Galvão S.A.

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Companhia, através de sua controlada integral, Enauta Energia S.A. atua de forma associada com outras empresas em *joint operations* no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão.

Em 30 de setembro de 2021 e em 31 de dezembro de 2020, a Companhia detinha participação em 22 consórcios, 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, 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. Assim, Barra Energia 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 entre as duas partes, incluindo as afiliadas, restringe novos litígios e extingue todos os litígios existentes. Assim, a transferência da participação dos 20% da Dommo já realizada para a Enauta em exercícios anteriores não será mais objeto de qualquer litígio no contexto do consórcio.

O valor do acordo foi estabelecido em US\$ 2 milhões (equivalentes a R\$10.770 reconhecidos em 30 de abril de 2021), dos quais US\$ 1 milhão foi pago em 30 de abril de 2021 e o saldo remanescente 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 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 demonstrações financeiras individuais e consolidadas. O acordo assinado com a Barra Energia previa uma transferência de US\$ 43,9 milhões (equivalente a R\$216.000) 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 14.1 e 18).

Essa transação de transferência dos 50% dos direitos e obrigações da Barra Energia foi analisada e concluída pela Administração no período findo em 30 de setembro de 2021 como uma combinação de negócios à luz do CPC 15 e IFRS 3 (nota explicativa 14 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. Este memorando de entendimentos estabelece o início de negociação direta com exclusividade para o fornecimento do FPSO, abrangendo os acordos para afretamento, operação e manutenção da unidade de produção.

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 está sujeito a uma série de condições precedentes, as quais até a data da elaboração destas informações financeiras trimestrais findas em 30 de setembro de 2021 não haviam sido concluídas. Após o cumprimento de todas essas condições, e se concluídas, a Companhia fará 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 será transferido para a adquirente Gás Bridge S.A.. Caso as condições precedentes não sejam atendidas até 31 de dezembro de 2021, é garantido a qualquer uma das partes o direito de terminar o contrato através de aviso a outra parte envolvida.

Aquisição e baixas no período intermediário 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.

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2021 ocorreu a contabilização da baixa do bloco exploratório CE-M-661, no montante de R\$37.068, conforme descrito na nota explicativa 22 (gastos exploratórios).

A Companhia prevê o recebimento US\$144 milhões (equivalentes a R\$783.274 em 30 de setembro de 2021) referentes à última parcela da venda da participação no Bloco BM-S-8 ocorrida em 11 de julho de 2017, o qual depende do adquirente estar em condições de assinar o contrato de individualização de produção do referido campo, não tendo sido registrado pela Companhia em função dessa condição precedente ainda não ter sido concluída até essa data.

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 da pandemia, quando comparado ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2020 e ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na elaboração das informações financeiras trimestrais, individuais e consolidadas estão divulgadas a seguir:

2.1. Declaração de conformidade

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

2.2. Base de elaboração

As informações financeiras trimestrais compreendem as informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas preparadas e apresentadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) e as práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”).

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (“CFC”) e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

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.

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 14.1) 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 informações 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 às estabelecidas pelo Grupo. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre empresas do Grupo são eliminados integralmente nas informações financeiras trimestrais consolidadas (exceto o investimento em sua “joint venture” associada ao BS-4 até 25 de junho de 2021, quando foi concluída a operação com a Barra Energia).

Participações da Companhia em controladas

As informações financeiras trimestrais da Companhia, em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, compreendem as informações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

	<u>País de operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Participação</u>	
			<u>30/09/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Enauta Energia S.A.	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Holanda	Indireto	100%	100%

A Enauta Energia 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.

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:

<u>Fundo exclusivo</u>	<u>CNPJ</u>
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 QGEP B.V. detinha até 30 de junho de 2021, participação em entidade controlada em conjunto nas suas informações financeiras trimestrais usando o método de equivalência patrimonial (Atlanta Field B.V. – AFBV).

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 transferida 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 demonstrações financeiras da Companhia.

A Atlanta Field B.V. (“AFBV”), com sede na cidade de Roterdã, Holanda 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.

Participações da Companhia em negócios em conjunto

	País de operação	Controle	Tipo de negócio	Participação	
				30/09/2021	31/12/2020
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto (<i>Joint venture</i>)	100%	50%

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 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 que 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 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 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 18). 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, no período findo em 30 de setembro de 2021 e no exercício findo 31 de dezembro de 2020, indicativos e deterioração ou perda do valor recuperável de seus ativos. As principais premissas utilizadas pela Companhia em seu teste de recuperação de ativos efetuado em 31 de dezembro de 2020 encontram-se divulgados nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes aquele exercício.

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:

- i) seus ativos, incluindo sua parcela sobre quaisquer ativos detidos em conjunto;
- ii) seus passivos, incluindo sua parcela sobre quaisquer passivos assumidos em conjunto;
- iii) sua receita de venda correspondente à proporção de sua participação sobre a produção advinda da operação em conjunto;
- iv) sua parcela sobre a receita de venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e
- v) 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 27). 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).

A provisão 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 17).

2.16. Obrigações legais

Os valores referentes aos litígios fiscais, cíveis e trabalhistas e outras obrigações desta natureza são provisionados com base na avaliação acerca da probabilidade de êxito e, por isso, têm seus montantes reconhecidos integralmente e/ou divulgado nas informações financeiras trimestrais.

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 informações financeiras trimestrais. 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 ano de 2020 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\$2.000. 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 28.

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. As informações financeiras trimestrais do Grupo foram preparadas 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.

2.21.1. Ativos financeiros

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.

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 período de relatório. 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 todos os ativos financeiros, uma evidência objetiva pode incluir:

- Dificuldade financeira significativa do emissor ou contraparte;
- Violação de contrato, como uma inadimplência ou atraso nos pagamentos de juros ou principal;
- Probabilidade de o devedor declarar falência ou reorganização financeira;
- Extinção do mercado ativo daquele ativo financeiro em virtude de problemas financeiros; ou
- Aumento significativo do risco de crédito da contraparte.

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

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 consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

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

Esta demonstração é preparada de acordo com o CPC03 (R2) (IAS7) através do método indireto. A Companhia classifica na rubrica de caixa e equivalentes de caixa os saldos de numerários conversíveis imediatamente em caixa e os investimentos de alta liquidez sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

2.25. Lucro líquido por ação

O lucro líquido por ação básico e lucro líquido por ação diluído são computados pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no período.

2.26. Novas normas, alterações e interpretações

As normas revisadas apresentadas a seguir passaram a ser aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2021 e, portanto, foram adotadas nas elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2021. As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter impacto significativo nas informações financeiras trimestrais consolidadas da Companhia:

Norma ou interpretação	Descrição
Alterações ao CPC 06(R2)/IFRS 16	Benefícios relacionados à COVID-19 concedidos a arrendatários em contratos de arrendamento (atualização da data a ser considerada como expediente prático para pagamentos devidos até 30 de junho de 2022)
Alterações ao CPC48/IFRS 9, CPC 38/IAS 39, CPC 40/IFRS 7, CPC 11/IFRS 4 e CPC 06/IFRS 16	Reforma da taxa de juros de referência

Na elaboração destas informações financeiras intermediárias, a Companhia não aplicou as normas e interpretações novas e revisadas que foram emitidas, mas ainda não tem sua adoção obrigatória, apresentadas a seguir.

<u>Norma ou interpretação</u>	<u>Descrição</u>	<u>Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após</u>
Alterações ao CPC 15/IFRS 3	Referência à Estrutura Conceitual	01/01/2022
Alterações ao CPC 27/IAS 16	Imobilizado: Receitas antes do uso pretendido	01/01/2022
Alterações ao CPC 25/IAS 37	Contrato oneroso – custo de cumprimento do contrato	01/01/2022
Melhoras anuais ciclo 2018-2020	Alterações diversas no IFRS 1, IFRS9, IFRS 16 e IAS 41	01/01/2022
Alterações ao CPC 23/IAS 8	Definição de estimativas contábeis	01/01/2023
Alterações ao CPC 26/IAS 1	Divulgação de políticas contábeis materiais	01/01/2023
Alterações ao CPC 26/IAS 1	Classificação do Passivo em Circulante ou Não Circulante	01/01/2023
Alterações ao CPC 36(R3)/ IFRS 10 e ao CPC 18(R2)/ IAS 28	Venda ou Constituição de Ativos entre um Investidor e sua Coligada ou “Joint Venture”	Postergada indefinidamente
Alterações ao CPC 32/IAS 12	Imposto diferido relacionado a ativos e passivos de uma transação única	01/01/2023

Não é esperado que a adoção das normas listadas acima tenha impacto relevante sobre as informações financeiras individuais e consolidadas da Companhia, em períodos futuros.

2.27. Arrendamentos - direitos de uso

O IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 Operações de Arrendamento Mercantil (IAS 17) e o ICPC 03 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27). O Grupo aplicou inicialmente o CPC 06(R2) (IFRS 16) a partir de 1º de janeiro de 2019. O Grupo adotou o CPC 06(R2) utilizando a abordagem retrospectiva modificada, na qual o efeito cumulativo da aplicação inicial foi reconhecido no saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019.

O IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário 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. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

Além disso, a natureza das despesas relacionadas com esses contratos de arrendamento mudou, pois a IFRS 16 substitui a despesa linear de arrendamento operacional por um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento.

2.28. Receita de contrato com cliente

A Companhia reconhece a sua receita de acordo com o CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente. Neste sentido, os efeitos decorrentes dos contratos com os clientes somente são registrados quando todos os critérios estabelecidos pela norma são atendidos, incluindo a aprovação do contrato, a identificação dos direitos de cada parte frente aos produtos a serem transferidos e, quando os termos de pagamento são identificáveis e quando se observar que é provável que a Companhia receberá pela contraprestação à qual terá direito em troca dos ativos a serem transferidos ao cliente.

O contrato entre as partes também avalia os produtos prometidos e as respectivas obrigações de desempenho, bem como determina o preço da transação em bases contratuais e suas práticas de mensuração que leva em consideração a contraprestação especificada. Nesse contexto, as receitas referentes à extração de petróleo e gás natural, dentre outros, 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 da transferência dos produtos prometidos aos clientes.

Assim, a receita é reconhecida quando a Companhia satisfaz a obrigação de desempenho que acontece quando o a transferência do bem prometido é efetivada para o cliente. 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.

2.29. Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas aplicando o método de aquisição. O custo de uma aquisição é considerado à luz dos pronunciamentos contábeis IFRS3/CPC 15 (R1). O custo de aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida. Para cada combinação de negócio, a adquirente deve mensurar a participação de não controladores na adquirida pelo valor justo ou com base na sua participação nos ativos líquidos identificados na adquirida. Custos diretamente atribuíveis à aquisição são contabilizados como despesa quando incorridos.

Ao adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e alocá-los de acordo com os termos contratuais, as circunstâncias econômicas e as condições pertinentes na data de aquisição. A Companhia mensura os passivos de arrendamento assumidos pelo valor presente dos pagamentos remanescentes na data da aquisição. Os ativos de direito de uso são mensurados por montante equivalente ao passivo de arrendamento e ajustados para refletir os termos favoráveis destes arrendamentos em comparação aos termos de mercado.

Para os casos de combinação de negócios alcançadas em estágios (“*step acquisitions*”), a Companhia remensura sua participação anterior no negócio, registrando o ganho ou perda diretamente na demonstração do resultado.

Qualquer contraprestação contingente a ser transferida pela adquirente será reconhecida ao valor justo na data de aquisição. Alterações subsequentes no valor justo da contraprestação contingente considerada como um ativo ou como um passivo deverão ser reconhecidas de acordo com o CPC 48 na demonstração do resultado.

Ágio é mensurado como sendo o excedente da contraprestação transferida em relação aos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos e os passivos assumidos). Se a contraprestação for menor do que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, a diferença deverá ser reconhecida como ganho por compra vantajosa na demonstração do resultado (nota explicativa 14).

Após o reconhecimento inicial, o ágio é mensurado pelo custo, deduzido de quaisquer perdas acumuladas do valor recuperável. Para fins de teste do valor recuperável, o ágio adquirido em uma combinação de negócios é, a partir da data de aquisição, alocado a cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia que se espera sejam beneficiadas pelas sinergias da combinação, independentemente de outros ativos ou passivos da adquirida ser atribuídos a estas unidades.

A Companhia adota, quando necessário, o expediente prático à luz do IFRS 3/ CPC 15(R1) “*measurement period*” que permite que em um período de doze meses a avaliação do valor justo seja concluído. Caso sejam identificados potenciais ajustes nesse período de doze meses esses serão registrados contabilmente no valor justo inicial da combinação de negócios. Caso identificados fora desse período de doze meses, esses ajustes serão registrados na demonstração do resultado como alterações decorrentes de estimativas e julgamentos.

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, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social 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 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro 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. As principais premissas utilizadas para determinar o valor justo 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. A nota explicativa 27 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 período, 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, 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 informações financeiras trimestrais os passivos fiscais diferidos são apresentados como redutores de ativo fiscal diferido quando se referem a mesma Entidade.

3.2.5. Provisão para processos judiciais

O registro da provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas de um determinado passivo na data das informações financeiras trimestrais é feito quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado (nota explicativa 17).

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 informações financeiras trimestrais 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, 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 (nota explicativa 18).

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 planejada pelo comitê de operações de cada bloco.

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, conforme as diretrizes da Lei Federal nº 10.101/2000, que regulamenta a Participação nos Lucros dos empregados nas empresas.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora	
	<u>30/09/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Caixa e equivalentes de caixa	<u>132</u>	<u>371</u>
Total	<u><u>132</u></u>	<u><u>371</u></u>
	Consolidado	
	<u>30/09/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Caixa e equivalentes de caixa	<u>81.701</u>	<u>103.248</u>
Total	<u><u>81.701</u></u>	<u><u>103.248</u></u>

Em 30 de setembro 2021 e 31 de dezembro de 2020, 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 para fazer frente a pagamentos já programados.

5. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Controladora	
	<u>30/09/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Valor justo por meio do resultado:		
Fundo de investimento exclusivo - renda fixa	<u>12.532</u>	<u>2.660</u>
Total	<u><u>12.532</u></u>	<u><u>2.660</u></u>
Circulante	<u>12.532</u>	<u>2.660</u>

	Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020
Valor justo por meio do resultado:		
Operações Compromissadas e CDBs	41.010	85.267
Overnight (iii)	250.231	-
Time Deposit (iv)	239.640	-
Fundo de investimento exclusivo multimercado (i):	1.806.254	1.524.010
CDB (pós-fixado CDI)	16.396	15.942
Títulos públicos (LFT/NTN)	1.496.831	1.134.872
Letras financeiras (ii)	293.027	373.196
Total	2.337.135	1.609.277
Circulante	2.337.135	1.609.277

- 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 três fundos exclusivos. Dois de renda fixa lastreados 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.
- ii. Títulos privados dos bancos ABC, Alfa, Bradesco, Santander, BTG Pactual, Daycoval Safra, Itaú, Volkswagen e Votorantim.
- iii. Operações de Overnight contratadas junto ao Banco Itaú Nassau, em dólares norte-americanos e remuneradas a 0,32% a.a.
- iv. Operações de Time Deposit contratadas junto ao Banco BTG Cayman, mantidas em dólares norte-americanos e remuneradas a 0,60% a.a..

a) Rentabilidade

As rentabilidades dos títulos e valores mobiliários foram equivalentes à média de 105,99% da variação da taxa CDI acumulada em 30 de setembro de 2021 (92,49% da taxa CDI em 31 de dezembro de 2020).

6. CONTAS A RECEBER

A Enauta Energia tem contrato de longo prazo com vencimento em junho de 2030 para fornecimento de um volume mínimo anual de gás à Petrobras 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*.

Em 16 de julho de 2015, foi assinado o aditivo ao referido contrato de venda de gás que previa a compra do volume de 23 bilhões de m³ de gás, que elevou o volume contratado para toda a reserva do campo, mantendo-se os demais termos e condições do contrato original.

Até 30 de abril de 2021 a controlada Enauta Energia possuía um contrato com a Shell para a comercialização da produção do sistema de produção antecipada (“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\$377.309 e R\$87.719 registrados em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, respectivamente, referem-se basicamente a:

- Operações de venda de gás para a Petrobras (R\$87.349 em 30 de setembro de 2021 e R\$87.719 em 31 de dezembro de 2020). O prazo médio de recebimento é de, aproximadamente, 40 dias após a emissão da nota fiscal.

Em Manati, a produção ficou suspensa de 22 de fevereiro a 25 de maio de 2020. Em março de 2020, fomos notificados pela Petrobras de que a atual pandemia de Covid-19 configurava, no seu entender, evento de força maior, ocasionando diminuição do consumo de gás natural pelo mercado e afetando seu compromisso de retirada.

Em outubro de 2020, o consórcio concluiu a negociação relacionada à notificação acima citada e assinou um acordo com a Petrobras. Os montantes acordados já foram integralmente recebidos pela Companhia. Desta forma, não há saldo a receber de take or pay em 30 de setembro de 2021.

- Operação de venda de óleo do campo de Atlanta, para o cliente Shell, no montante de R\$289.960 no período findo em 30 de setembro de 2021.

Em 31 de dezembro de 2020, não havia saldo a receber referente à operação do Campo de Atlanta uma vez que esse estava com suspensão preventiva da produção, conforme divulgado no fato relevante em 19 de novembro de 2020. Essa situação operacional, resolvida no primeiro semestre de 2021, justifica a variação entre os saldos de contas a receber junto ao cliente Shell entre 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020.

Em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, não há provisão para perdas esperadas do saldo de contas a receber, pois não há, historicamente, inadimplência ou atrasos nestes contratos.

7. 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 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 os créditos com parceiros não vencidos montam a R\$8.172 e R\$46.761, respectivamente.

Em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 os débitos com parceiros (registrados na conta de fornecedores) não vencidos montam a R\$20.642 e R\$89.318, respectivamente.

8. ESTOQUES

Em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 o saldo de estoques é composto como segue:

	Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020
Bens de consumo de produção		
Materiais e insumos	471	751
Produtos acabados		
Óleo (a)	43.767	208
Total	44.238	959
Circulante	44.238	959

- (a) No período de novembro de 2020 a fevereiro de 2021 a produção de óleo do Campo de Atlanta foi suspensa devido à falha operacional em seus equipamentos, fazendo com que os estoques de óleo em 31 de dezembro de 2020 fossem atipicamente baixos.

Ressaltamos que em função do acordo com a Barra Energia conforme descrito na nota explicativa 1, a produção e estoques do Campo de Atlanta a partir de 25 de junho de 2021 passaram a ser integralmente da Enauta Energia.

9. 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. Os saldos das transações entre a Companhia e outras partes relacionadas estão apresentados a seguir:

	Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020
<u>Contas a receber – circulante</u>		
Constellation (a)	122	50
QGEP BV (b)	-	121
Total	122	171

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020	30/09/2021	31/12/2020
<u>Contas a pagar - circulante</u>				
AFBV (c)	-	-	-	18.526
Enauta Energia (d)	12.056	11.383	-	-
Total	12.056	11.383	-	18.526

	Consolidado			
	01/07/2021	01/01/2021	01/07/2020	01/01/2020
	a 30/09/2021	a 30/09/2021	a 30/09/2020	a 30/09/2020
Serviços compartilhados (a)	58	130	31	87
Leasing de equipamentos subsea e FPSO (c)	-	(43.249)	(31.446)	(149.120)
Total	58	(43.119)	(31.415) (*)	(149.033)

(*) A Companhia identificou um erro ortográfico nas demonstrações financeiras de 31.12.2020 e este saldo foi apresentado sem os parênteses (negativo). Este erro está sendo corrigido nestas informações trimestrais para fins comparativos.

- (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) Custos Administrativos (Cost Sharing) da QGEP BV reembolsados pela AFBV. Estes valores são pagos em dólares norte-americanos. O pagamento deve ser feito em até 15 dias após o recebimento da invoice e não há previsão de juros ou multas contratuais em caso de atraso.
- (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 foram adquiridos pela Enauta Energia, restando na AFBV apenas os equipamentos acoplados no FPSO. O pagamento do subcharter é mensurado pela produção dos períodos, onde no mês de dezembro de 2020 foi impactado significativamente pela diminuição da produção devido a reparos feitos no FPSO. A partir de 7 de julho de 2021, com a consolidação das informações financeiras da AFBV (vide nota 1) os saldos de leasing passaram a ser eliminados no processo de consolidação destas demonstrações financeiras.
- (d) Referem-se a transações baseadas em opção de ações entre companhias do grupo.
- (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			
	<u>01/07/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>
Benefícios de curto e longo prazos	1.661	4.092	976	3.239
	Consolidado			
	<u>01/07/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>
Benefícios de curto e longo prazos	5.561	13.269	4.908	10.225

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 31.

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 a se encerrar 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 a se encerrar 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 30 de setembro 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 de nove meses findo em 30 de setembro de 2021 foi aprovado novo Plano de Remuneração variável da Administração vinculado às metas financeiras e operacionais, bem como as metas de ESG - Environmental, Social and Governance (ambiente, social e governança).

10. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	<u>30/09/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Aplicação financeira - garantidoras (a)	96.305	223.310
Fundo de abandono (b)	261.605	358.438

Total	<u>357.910</u>	<u>581.748</u>
Não circulante	<u><u>357.910</u></u>	<u><u>581.748</u></u>

Composição:

- (a) Garantia referente a financiamento junto ao BNB no montante de R\$9.253. A empresa também possui um CDB no valor de R\$ 60.476 referente a um colateral de Fiança bancária oferecida em garantia ao financiamento BNB. Com relação a ANP, a empresa possui um total de R\$26.576 em CDB's como Colateral de Fianças Bancárias, dadas em garantias para agência em cumprimento ao Plano Exploratório Mínimo (PEM) para os blocos SEAL-M-430, SEAL-M-503 e SEAL-M-573.

Em dezembro de 2020 a Companhia substituiu a garantia do Banco Citibank pelo Banco Daycoval por ter melhores condições financeiras. Em Janeiro de 2021 a fiança foi excluída do Banco Citibank.

- (b) O “fundo de abandono” é representado pelas aplicações financeiras mantidas para o compromisso de pagamento do abandono do Campo de Manati e do Campo de Atlanta, sendo as regras dos fundos aprovadas pelos consórcios e administradas pelos operadores de cada bloco.

A rentabilidade acumulada, no ano de 2021, do fundo de abandono de Manati foi de 4,302% (saldo acumulado de R\$261.605 - participação Enauta) para o período findo em 30 de setembro de 2021 (15,87% no exercício findo em 31 de dezembro de 2020).

O fundo de abandono de Atlanta foi resgatado na sua totalidade em agosto de 2021, após a aprovação da ANP e substituição por Garantia Corporativa. O saldo do fundo em 31 de dezembro de 2020 era de R\$127.373 (representado por 30% renda fixa aplicado a 95% do CDI e 70% em fundo cambial).

Dos montantes totais apresentados de aplicação do fundo de abandono de Atlanta em 31 de dezembro de 2020, 50% (R\$63.686) referem-se à parte do parceiro Barra Energia, mantidos na instituição financeira em titularidade da controlada Enauta Energia. A partir de 25 de junho de 2021, a integralidade do fundo de abandono passou a ser da Enauta Energia.

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

Campos	Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020
Manati	261.605	231.064
Atlanta	-	<u>127.374</u>
Total	<u>261.605</u>	<u>358.438</u>

11. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

11.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020	30/09/2021	31/12/2020
Antecipação IR e CSLL (a)	523	382	2.690	5.308
Imposto retido na fonte (b)	31	53	8.461	9.112
Recuperação PIS / COFINS (c)	-	-	68.816	57.099
Crédito PIS/COFINS	-	-	2.407	4.694
ICMS - ativo imobilizado	-	-	117	202
Outros créditos	-	-	102	292
Total	554	435	82.593	76.707
Circulante	554	435	11.335	16.277
Não circulante	-	-	71.258	60.430

11.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020	30/09/2021	31/12/2020
IR e CSLL	-	-	41.045	-
PIS/COFINS (c)	3	1.758	10.055	-
ICMS (d)	-	-	10.652	10.234
IRRF sobre serviços/salários (e)	102	55	1.003	1.561
Royalties (f)	-	-	13.676	2.964
Participação especial (f)	-	-	384	173
IRRF sobre remessas estrangeiras (g)	-	-	4.601	4.601
Outros	2	2	4.258	4.777
Total	107	1.815	85.674	24.310
Circulante	107	1.815	77.196	17.036
Não circulante	-	-	8.478	7.274

- (a) Antecipação de IR e CSLL a compensar de períodos anteriores.
- (b) Refere-se basicamente a IRRF incluindo os créditos referentes ao sistema de cobrança semestral do imposto de renda sobre a rentabilidade das carteiras, denominado "come-cotas", na controlada Enauta Energia.
- (c) Créditos fiscais de PIS e COFINS atualizados monetariamente pela SELIC referentes a processo judicial transitado em julgado em 26 de junho de 2020, a favor da Companhia, no qual foi reconhecido o direito de exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS.
- (d) Débitos sobre a venda de gás natural do campo de Manati, líquidos dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 20.
- (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 25.
- (g) O valor 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).

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

	Controladora			
	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
Lucro (prejuízo) antes do IR e CSLL	133.953	753.873	29.747	86.163
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de IR e CSLL às alíquotas oficiais	(45.544)	(256.317)	(10.114)	(29.295)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Equivalência patrimonial	46.258	258.190	10.627	30.884
Prejuízos fiscais não ativados	(714)	(1.873)	(513)	(1.588)
Despesas indedutíveis/ receita não tributável:				
Permanentes	-	-	-	-
IR/CS correntes	-	-	-	-
IR/CS diferidos	-	-	-	-
	Consolidado			
	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
Lucro antes do IR e CSLL	158.840	1.070.505	35.042	108.131
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de IR e CSLL às alíquotas oficiais	(54.006)	(363.972)	(11.914)	(36.765)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Incentivos fiscais	19.799	41.854	8.965	20.616
Prejuízos fiscais não ativados(a)	(116)	(1.283)	(513)	(1.588)
Prejuízos fiscais ativados			178	178
Despesas indedutíveis/ receita não tributável:				
Equivalência patrimonial	-	(55)	-	-
Permanentes	9.436	6.824	(2.348)	(4.679)
IR/CS correntes	(54.996)	(65.665)	(22.426)	(48.584)
IR/CS diferidos	30.109	(250.967)	16.794	26.346

- (a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 30 de setembro de 2021 a Enauta Participações possuía prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 6.409 e R\$ 6.409, respectivamente, (R\$ 900 para Prejuízo Fiscal e R\$ 900 para Base Negativa em 31 de dezembro de 2020), sendo que a Enauta Participações não registra ativos 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.

11.4. 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	
	30/09/2021	31/12/2020
<u>Composição ativo fiscal diferido</u>		
Amortização da provisão para abandono	152.305	117.991
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1.026	628
Arrendamento - IFRS 16/CPC 06	71.700	75.984
Provisões diversas	<u>20.803</u>	<u>8.449</u>
Total	<u>245.834</u>	<u>203.052</u>

	Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020
<u>Composição passivo fiscal diferido</u>		
Tributação em bases universais QGEP B.V.	(41.578)	(40.739)
Crédito de exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	(14.763)	(19.414)
Provisão venda de óleo	(31.260)	-
Depreciação acelerada	(45.920)	(45.920)
Provisão para abandono	(32.439)	(26.373)
Ajuste a valor justo – campo de Atlanta	(262.034)	-
Provisões diversas	<u>(6.805)</u>	<u>(4.128)</u>
Total	<u>(434.799)</u>	<u>(136.574)</u>

	Consolidado
<u>Ativo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>203.052</u>
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:	
Amortização da provisão para abandono	34.314
Arrendamento - IFRS 16/CPC 06	(4.284)
Provisões diversas - adições e reversões	<u>12.752</u>
Saldo em 30 de setembro de 2021	<u>245.834</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>Passivo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(136.574)
Tributação em bases universais QGEP B.V.	(839)
Crédito exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	4.651
Provisão venda de óleo	(31.260)
Provisão para abandono	(6.066)
Ajuste a valor justo – campo de Atlanta	(262.034)
Provisões diversas - exclusões e reversões	(2.677)
Saldo em 30 de setembro de 2021	<u>(434.799)</u>
 <u>Saldo passivo diferido líquido</u>	 <u>(188.965)</u>

Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou o estudo técnico de viabilidade, o qual está baseado nas projeções elaboradas em 2020 com as realizações até 30 de setembro de 2021. O estudo demonstra a viabilidade da recuperação desses créditos fiscais registrados em 30 de setembro de 2021.

Cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido em 30 de setembro de 2021:

<u>Ativo diferido</u>	
2021	19.619
2022	764
A partir de 2023	225.451
Total	<u>245.834</u>

12. INVESTIMENTOS

12.1. Composição

A seguir, são apresentados os detalhes das controladas da Companhia no encerramento do período:

<u>Participação</u>	<u>Nome da controlada</u>	<u>Local de constituição e operação</u>	<u>Participação no capital votante e total detidos</u>
Direta	Enauta Energia S.A.	Brasil	100%
Indireta	QGEP B.V.	Holanda	100%
Indireta	Atlanta Field B.V.	Holanda	100%

12.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

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

	30/09/2021		
	Enauta Energia	QGEP B.V.	AFBV(*)
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	10.000
Percentual de participação	100%	100%	100% (a)
	R\$ 000	R\$ 000	R\$ 000 (*)
Capital social	2.042.553	2	3.582
Patrimônio líquido	3.466.481	90.443	37.439
Resultado do período	759.382	10.055	2.282
Ativo total	6.096.394	93.831	614.556
Passivo total	2.629.913	3.388	577.247
Receita operacional líquida	1.118.396	-	35.049

	31/12/2020		
	Enauta Energia	QGEP B.V.	AFBV(*)
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	5.000
Percentual de participação	100%	100%	50% (a)
	R\$ 000	R\$ 000	R\$ 000 (*)
Capital social	2.042.553	2	20
Patrimônio líquido	2.749.257	76.112	54.727
Lucro líquido do exercício	134.426	114.659	16.533
Ativo total	4.350.977	82.344	786.664
Passivo total	1.601.720	6.232	732.387
Receita operacional líquida	945.446	-	44.940

(*) Valores apresentados referem-se ao total da AFBV.

Em 25 de outubro de 2019, a titularidade das ações da Dommo BV na proporção de 20% foi efetivamente transferida para a QGEP BV, após decisão do Tribunal de Amsterdã deferindo o pedido da QGEP BV e da outra acionista Barra Luxembourg Sarl. Em 19 de novembro de 2019, o tribunal de Roterdã concedeu um gravame judicial bloqueando as ações da QGEP BV na AFBV, a pedido da Dommo Netherlands B.V. Em 13 de maio de 2020, o tribunal de Amsterdam proferiu decisão no sentido de liberar o gravame outrora determinado com efeitos imediatos, deferindo o pedido da QGEP BV e da outra acionista Barra Luxembourg Sarl. Em razão disso, os 20% adicionais das ações da AFBV foram reconhecidos contabilmente pela QGEP BV em maio de 2020 pelo valor de US\$29.900 (R\$120.982) conforme previsto no CPC 46 (IFRS 13). Este investimento foi registrado em contrapartida ao resultado do exercício, na rubrica de “outras receitas (despesas) operacionais líquidas”.

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

	<u>30/09/2021</u>
	<u>Controladora</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.749.257
Redução de Capital	
Plano de opção de ações	675
Pagamento de dividendos (a)	(45.207)
Ajustes acumulados de conversão	4.272
Hedge	(1.900)
Resultado do período	<u>759.384</u>
Saldo em 30 de setembro de 2021	<u>3.466.481</u>

	<u>31/12/2020</u>	
	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>2.791.327</u>	<u>177.289</u>
Redução de capital social	-	(20)
Plano de opção de ações	(9.278)	-
Pagamento de dividendos (b)	(218.500)	(60.212)
Ajustes acumulados de conversão	58.273	(218.121)
Alteração de participação acionária	-	120.982
Hedge	(6.991)	-
Resultado de equivalência patrimonial	<u>134.426</u>	<u>7.220</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>2.749.257</u>	<u>27.138</u>

- (a) A Administração da Enauta Energia propôs a distribuição de dividendos adicionais ao mínimo obrigatório no valor de R\$45.207. O valor foi pago à Companhia em 11 de maio de 2021.
- (b) Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 15 de abril de 2020, foi aprovada a distribuição de dividendos adicionais ao JCP (item b) no valor de R\$218.500. O valor foi pago pela Enauta Energia à Companhia no dia 28 de abril de 2020.

13. IMOBILIZADO

	Taxas de depreciação	Consolidado		
		30/09/2021		
		Custo	Depreciação	Valor contábil
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.909	(2.236)	673
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Benfeitorias	10%	1.556	(1.175)	381
Computadores – <i>hardware</i>	20%	4.426	(3.363)	1.063
Imóveis	4%	6.363	(1.287)	5.076
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		<u>19.535</u>	<u>(12.168)</u>	<u>7.367</u>
<u>Segmento de upstream</u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.842	(16.019)	823
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás Atlanta (ii)		1.855.675	(904.336)	951.339
Perda por recuperação VJ		(19.924)	-	(19.924)
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)		<u>1.086.558</u>	<u>(974.134)</u>	<u>112.424</u>
Subtotal		<u>2.939.151</u>	<u>(1.894.489)</u>	<u>1.044.663</u>
Total		<u>2.958.686</u>	<u>(1.906.657)</u>	<u>1.052.029</u>

	Taxas de depreciação	Consolidado		
		31/12/2020		
		Custo	Depreciação	Valor contábil
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.915	(2.059)	856
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Instalações	10%	1.556	(1.058)	498
Computadores – <i>hardware</i>	20%	4.332	(3.229)	1.103
Imóveis	4%	6.363	(1.155)	5.208
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		<u>19.447</u>	<u>(11.608)</u>	<u>7.839</u>
<u>Segmento de upstream</u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.842	(15.679)	1.163
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás Atlanta (ii)		1.370.170	(592.776)	777.394
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)		<u>1.073.798</u>	<u>(931.089)</u>	<u>142.709</u>
Subtotal		<u>2.460.810</u>	<u>(1.539.544)</u>	<u>921.266</u>
Total		<u>2.480.257</u>	<u>(1.551.152)</u>	<u>929.105</u>

- (i) Referentes a poços descobridor e delimitadores do campo de Manati, os quais já estão em fase de produção.

- (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 25 (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
	Gastos com imobilizados corporativos	Gastos com exploração de recursos naturais	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás -Atlanta	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati	
Saldo em 1 de janeiro de 2020	18.869	16.844	916.888	1.007.641	1.960.242
(+) Adições do exercício	578	-	453.393 (a)	66.157 (b)	520.128
(-) Baixas do exercício	-	(2)	(111) (c)	-	(113)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>19.447</u>	<u>16.842</u>	<u>1.370.170</u>	<u>1.073.798</u>	<u>2.480.257</u>
(+) Adições do período	244	-	465.581 (d)	12.760	478.585
(-) Baixas do período	(156)	-	-	-	(156)
Saldo em 30 de setembro de 2021	<u>19.535</u>	<u>16.842</u>	<u>1.835.751</u>	<u>1.086.558</u>	<u>2.958.686</u>

Em 31 de dezembro de 2020 as principais adições e baixas de imobilizado no exercício referem-se principalmente a: (a) R\$132.510 de provisão de abandono e R\$329.127 a aquisição de equipamentos da AFBV, (b) R\$ R\$61.158 de provisão de abandono de Manati e (c) baixa do campo de Oliva.

Em 30 de setembro de 2021, as principais adições de imobilizado no período referem-se a (d) provisão de abandono no montante de R\$37.171 e ao reconhecimento do valor justo pela totalidade do campo de Atlanta (nota explicativa 14.1), no montante de R\$396.345.

Depreciações e amortizações	Depreciações imobilizado corporativo	Amortizações gastos com exploração de recursos naturais	Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo-Atlanta	Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati	Total
Saldo em 1 de janeiro de 2020	(10.588)	(15.347)	(346.532)	(890.027)	(1.262.494)
(-) Adições do exercício	(1.020)	(332)	(246.244)	(41.062)	(288.658)
(+) Baixas do exercício	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>(11.608)</u>	<u>(15.679)</u>	<u>(592.776)</u>	<u>(931.089)</u>	<u>(1.551.152)</u>
(-) Adições do período	(560)	(340)	(311.559)	(43.045)	(355.504)
(+) Baixas do período	-	-	-	-	-
Saldo em 30 de setembro de 2021	<u>(12.168)</u>	<u>(16.019)</u>	<u>(904.335)</u>	<u>(974.134)</u>	<u>(1.906.656)</u>

14. INTANGÍVEL

14.1. 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 a Enauta estava condicionada à 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 trimestrais.

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), ponderadas pela expectativa da Administração em realização das reservas e descontada a produção efetiva entre janeiro e junho de 2021 (data de aquisição).
- Sistema de produção antecipado (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 consequente ganho por compra vantajosa gerou um imposto de renda diferido passivo, cujo saldo em 30 de setembro de 2021, líquido da parcela já realizada monta a R\$ 262.034 (vide nota explicativa 11.4).

Ativos adquiridos e passivos assumidos – no campo de Atlanta:

O valor justo dos ativos e passivos identificáveis na data da aquisição é apresentado em 30 de setembro de 2021 como a seguir:

	Valor justo reconhecido na aquisição
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% foi de R\$791.622, 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. Esse ganho encontra-se registrado no resultado do período findo em 30 de setembro de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais da demonstração do resultado.

Se a combinação de negócios tivesse ocorrido no início do período (01 de janeiro de 2021), para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2021 as receitas da Companhia totalizariam R\$1.028.817, e o prejuízo das operações seria de R\$51.735.

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 período findo em 30 de setembro de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais da demonstração de resultado.

A contabilização dos ativos líquidos adquiridos nessa transação nas informações financeiras trimestrais de 30 de setembro 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 contra-partida à provisão de abandono do Campo assumida integralmente pela Companhia a partir de 25 de junho de 2021, cujo valor total é de R\$495.031 (R\$278.313 parcela da Barra Energia).

14.2. Os valores de composição do ativo intangível no período findo em 30 de setembro de 2021 e exercício findo em 31 de dezembro de 2020 são conforme abaixo:

Consolidado				
	<u>Taxa de amortização</u>	<u>Custo</u>	<u>Amortizações</u>	<u>Valor contábil 30/09/2021</u>
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(32.928)	217.781
Bônus de assinatura (ii)	-	152.066	-	152.066
Softwares	20%	11.725	(8.493)	3.232
Aumento de participação em consórcio – Atlanta	-	<u>424.960</u>	<u>(7.497)</u>	<u>417.463</u>
Total		<u>839.460</u>	<u>(48.918)</u>	<u>790.542</u>

	Consolidado			Valor contábil 31/12/2020
	Taxa de amortizações	Custo	Amortizações	
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(24.228)	226.481
Bônus de assinatura (ii)	-	162.181	-	162.181
Software	20%	8.912	(8.095)	817
Total		421.802	(32.323)	389.479

Custo e amortização	Consolidado				
	Aquisição de concessão exploratória	Bônus de assinatura	Aumento de participação em consórcio – Atlanta	Software	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	<u>236.920</u>	<u>162.110</u>	=	<u>561</u>	<u>399.591</u>
(+) Adições (custo)	-	633	-	502	1.135
(-) Baixas (custo) (iii)	-	(562)	-	-	(562)
(-) Adições (amortização)	<u>(10.439)</u>	=	=	<u>(246)</u>	<u>(10.685)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>226.481</u>	<u>162.181</u>	=	<u>817</u>	<u>389.479</u>
(+) Adições (custo)	-	-	424.960 (iv)	2.814	427.774
(-) Baixas (custo) (iii)	-	(10.115)	-	-	(10.115)
(-) Adições (amortização)	<u>(8.700)</u>	=	<u>(7.497)</u>	<u>(399)</u>	<u>(16.596)</u>
Saldo em 30 de setembro de 2021	<u>217.781</u>	<u>152.066</u>	<u>417.463</u>	<u>3.232</u>	<u>790.542</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 25).
- (iii) Em 30 de setembro de 2021, as baixas referem-se ao bloco CE-M-661 localizado na bacia do Ceará. Em 31 de dezembro de 2020 a baixa refere-se ao campo CAL-M-372 localizado no Bloco BM-CAL-12. Ambos em discussões com os parceiros do consórcio visando posterior devolução à ANP (nota explicativa 22).
- (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 14.1.

15. ARRENDAMENTOS

Ativo de arrendamento	Consolidado		
	Equipamentos	Imóveis	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019	<u>666.811</u>	<u>2.718</u>	<u>669.529</u>
Amortização	(180.538)	(609)	(181.147)
Adições e exclusões de contratos	<u>(90.158)</u>	-	<u>(90.158)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2020	<u>396.115</u>	<u>2.109</u>	<u>398.224</u>
Amortização	(179.057)	(214)	(179.271)
Aumento participação – BS-4	328.907	-	328.907
Adições e exclusões de contratos	30.342	-	30.342
Atualização de contratos (a)	26.804	(758)	26.046
Saldos em 30 de setembro de 2021	<u>603.111</u>	<u>1.137</u>	<u>604.248</u>

Passivo de arrendamento	Consolidado		
	Arrendamentos a pagar	AVP	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	901.629	(160.460)	741.169
Pagamentos	(319.816)	-	(319.816)
Adições e exclusões de contratos	(227.874)	78.218	(149.656)
Variação cambial de arrendamentos	284.170	(56.273)	227.897
Reconhecimento AVP (“accretions”)	-	62.618	62.618
Outros	-	2.764	2.764
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>638.109</u>	<u>(73.133)</u>	<u>564.976</u>
Pagamentos	(282.693)	-	(282.693)
Adições e exclusões de contratos	31.940	(1.598)	30.342
Aumento de participação BS-4	352.765	(23.858)	328.907
Variação cambial de arrendamentos	62.089	(5.912)	56.177
Reconhecimento AVP (“accretions”)	-	34.642	34.642
Atualização de contratos e encargos	34.167	(29.407)	4.760
Saldo em 30 de setembro de 2021	<u>836.377</u>	<u>(99.266)</u>	<u>737.111</u>

(a) Refere-se ao aditamento de determinados contratos já existentes no período findo em 30 de setembro de 2021 relativas a postergação de prazo e alterações nas taxas de descontos.

Os ativos de direito de uso representam os seguintes ativos subjacentes em 30 de setembro de 2021:

Ativos de direito de uso	Custo	Amortização	Total
FPSO	762.273	(351.788)	410.485
Equipamentos subsea	194.226	(74.409)	119.817
Embarcações	200.814	(128.005)	72.809
Imóveis	<u>2.572</u>	<u>(1.435)</u>	<u>1.137</u>
Total - ativos direito de uso	<u>1.159.885</u>	<u>(555.637)</u>	<u>604.248</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. Não houve pagamentos variáveis referente aos contratos de leasings reconhecidos

16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

Moeda nacional	30/09/2021	31/12/2020	Consolidado		
			Encargos	Forma de pagamento - juros	Vencimento
BNB - Banco do Nordeste (c)	102.398	117.533	4,71% a.a. + bônus de adimplência de 15%	Mensal	Até Set/2026
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos: Subcrédito A	34.046	47.210	Subcrédito A: 3,5% a.a.	Mensal	Até Set/2023
Subcrédito B	<u>38.873</u> 72.919	53.056 100.266	Subcrédito B: TJLP + (5% a.a. - 6,5% a.a) (a)	Mensal	Até Set/2023
Total	175.317	217.799			
Circulante	53.734	56.054			
Não circulante	121.583	161.745			
Total consolidado - Saldo bruto (b)	175.317	217.799			
Custo do empréstimo Finep	(550)	(726)			
Saldo consolidado líquido	174.767	217.073			

Em setembro de 2021 a TJLP foi de 4,88% a.a. (4,55% a.a em 31 de dezembro de 2020).

- (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\$550 em 30 de setembro de 2021 (R\$726 em 31 de dezembro de 2020). Este valor é retido no momento da liberação do crédito.
- (c) Em 6 de abril de 2020, o Banco Central do Brasil emitiu a Resolução nº 4.798 suspendendo por até 12 (doze) meses o pagamento das parcelas vencidas e vincendas até 31 de dezembro de 2020 das linhas de crédito especial com recursos dos Fundos Constitucionais de Financiamento do Norte e ("FNO"), do Nordeste ("FNE") e do Centro-Oeste ("FCO"), com eventual acréscimo ao vencimento final da operação, para as operações não rurais, adimplentes ou com atraso de até 90 (noventa) dias na data da publicação desta Resolução.

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo bruto do custo de empréstimo 1° de janeiro de 2020	252.924
(+) Adições de juros	10.952
(-) Amortização de principal	(39.003)
(-) Amortização de juros	(7.074)
Saldo bruto do custo de empréstimo	217.799
(-) Custo do empréstimo FINEP	(726)
Saldo final em 31 de dezembro de 2020	217.073
Saldo bruto do custo de empréstimo 31 de dezembro de 2020	217.799
(+) Adições de juros	7.085
(-) Amortização de principal	(41.451)
(-) Amortização de juros	<u>(8.116)</u>
Saldo bruto do custo de empréstimo	175.317
(-) Custo do empréstimo FINEP	(550)
Saldo final em 30 de setembro de 2021	<u>174.767</u>

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

<u>Vencimentos</u>	<u>30/09/2021</u>
2022- a partir de 1° de outubro	53.633
2023	17.201
2024	17.244
2025 a 2026	<u>33.505</u>
Total	<u>121.583</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 10). Caso os três projetos envolvidos (BM-CAL-12, BM-J-2 e BM-CAL-5) na dívida BNB sejam descontinuados e devolvidos à ANP em conjunto, o contrato prevê a aceleração da amortização desta dívida em, no mínimo, 24 parcelas mensais, sendo que a última parcela não poderá ultrapassar setembro de 2022. Em 30 de setembro de 2021 a Administração confirma que esses três projetos não foram descontinuados e devolvidos a ANP em seu conjunto.

17. 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. Conseqüentemente, nenhuma provisão foi constituída nas informações financeiras trimestrais referentes a 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020.

17.1. 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 30 de setembro de 2021.

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\$599 (participação da Enauta) em 30 de setembro de 2021 (R\$575 em 31 de dezembro de 2020).

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\$180 (participação da Enauta) em 30 de setembro de 2021 (R\$155 em 31 de dezembro de 2020).

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 causando danos ambientais no local. A contingência atualizada tem valor de R\$10.435 (participação da Enauta) em 30 de setembro de 2021 (R\$10.207 em 31 de dezembro de 2020).

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

O auto de infração nº 206983.0004/15-5 foi lavrado pela Superintendência de Administração Tributária da SEFAZ/BA, 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. A contingência atualizada tem valor de R\$3.112 (participação da Enauta) em 30 de setembro de 2021 (R\$3.807 em 31 de dezembro de 2020).

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.

Processo administrativo nº 48610.215831/2020-84 em razão da multa aplicada no auto de infração recebido em 13 de outubro de 2020 lavrado pela SSM na ANP. A infração refere-se à suposta não conformidade identificada em atividade de fiscalização conduzida pela SSM, no período de 31.08.2020 a 04.09.2020 na unidade FPSO Petrojarl I. 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 aproximadamente R\$6.545 em 30 de setembro de 2021 (R\$6.596 em 31 de dezembro de 2020).

IRRF, PIS, COFINS e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de impostos e contribuições sobre remessas ao exterior para o pagamento de afretamento no exercício de 2008 a 2013. Nos exercícios de 2008 e 2009 referem-se ao não recolhimento de IRRF e CIDE. Já nos anos de 2010 a 2013 referem-se ao não recolhimento de IRRF, CIDE, PIS e COFINS. A questão envolve processos em fase administrativa e judicial, onde 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 11.2 (c). Os processos permanecem em trâmite para discutir os recolhimentos de PIS, COFINS e CIDE. Com relação à participação da Enauta, os valores que permanecem em discussão referentes aos afretamentos realizados de 2008 a 2013, montam aproximadamente a R\$64.168 (participação Enauta) em 30 de setembro de 2021 (R\$61.993 em 31 de dezembro de 2020).

17.2. 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, na 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 30 de setembro de 2021 no montante de R\$68.816 (conforme nota explicativa 11.1).

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 milhões 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 968 pelo STF.

18. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, conforme notas explicativas 2.10 e 3.2.5. Nesse sentido, 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 1,41% ao ano (em dólares norte-americanos) até a data esperado do efetivo abandono, e foram trazidos a valor presente por uma taxa livre de risco em dólares norte-americanos, para ativos brasileiros, de 3,07% ao ano.

A movimentação da provisão para abandono no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2021 e no exercício de doze meses findo em 31 de dezembro de 2020 é como segue:

	Campos		Consolidado
	Manati	Atlanta	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	190.457	90.485	280.942
Adição de provisão	-	133.277	133.277
Atualização	63.360	35.882	99.242
Ajuste a valor presente	<u>6.511</u>	<u>(34.406)</u>	<u>(27.895)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>260.328</u>	<u>225.238</u>	<u>485.566</u>
Atualização	13.188	37.171	50.359
Adição de participação consórcio (nota 14.1)	-	278.313	278.313
Ajuste a valor presente	<u>3.185</u>	<u>3.465</u>	<u>6.650</u>
Saldo em 30 de setembro de 2021	<u>276.701</u>	<u>544.187</u>	<u>820.888</u>

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.

19. OBRIGAÇÕES DE CONSÓRCIOS

	Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020
PEM a pagar	92.200	65.246
Total	<u>92.200</u>	<u>65.246</u>
Circulante	34.278	7.324
Não circulante	57.922	57.922

Em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, 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.

Os valores de R\$34.278 e R\$7.324 registrados em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 como passivo circulante referem-se ao seguro garantia do PEM do bloco CE-M-661 (30 de setembro de 2021) e ao PEM do bloco BM-CAL-12, respectivamente, provisionados pela Companhia até 30 de setembro de 2021.

20. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado			
	<u>01/07/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>
Receita bruta	<u>612.725</u>	<u>1.197.224</u>	<u>242.097</u>	<u>795.931</u>
PIS	(2.043)	(6.579)	(1.466)	(3.110)
COFINS	(9.408)	(30.303)	(6.753)	(14.326)
ICMS	(16.237)	(52.432)	(11.772)	(24.945)
Crédito presumido ICMS (*)	<u>3.248</u>	<u>10.486</u>	<u>2.355</u>	<u>4.990</u>
Total de deduções	<u>(24.440)</u>	<u>(78.828)</u>	<u>(17.636)</u>	<u>(37.391)</u>
Receita líquida	<u>588.285</u>	<u>1.118.396</u>	<u>224.461</u>	<u>758.540</u>

(*) Benefício fiscal de ICMS, conforme nota explicativa 2.18.2 - Reserva de incentivos fiscais.

21. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

21.1. Custos

	Consolidado			
	<u>01/07/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>
Custos de extração	(88.216)	(120.833)	(22.291)	(121.598)
Royalties e participação especial	(37.568)	(75.882)	(15.642)	(48.498)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.368)	(2.736)	-	-
Amortização e depreciação	<u>(272.912)</u>	<u>(518.373)</u>	<u>(85.930)</u>	<u>(330.972)</u>
Total	<u>(400.064)</u>	<u>(717.824)</u>	<u>(123.863)</u>	<u>(501.068)</u>

No período findo em 30 de setembro de 2021 os custos de extração incluem custo de ociosidade referente a parada não programada do Campo de Atlanta ocorrida no período.

21.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora			
	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
Pessoal	(1.661)	(4.091)	(976)	(3.239)
Serviços contratados de terceiros	(461)	(1.180)	(490)	(1.037)
Impostos e taxas	(63)	(166)	(50)	(172)
Anúncios e publicações	(13)	(343)	(65)	(370)
Outras despesas	<u>(61)</u>	<u>(73)</u>	<u>(4)</u>	<u>(6)</u>
Total	<u>(2.259)</u>	<u>(5.853)</u>	<u>(1.585)</u>	<u>(4.824)</u>

	Consolidado			
	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
Pessoal	(22.372)	(64.862)	(20.889)	(60.174)
Serviços contratados de terceiros	(4.864)	(15.606)	(7.119)	(16.692)
Seguros	(154)	(487)	(170)	(464)
Impostos e taxas	(637)	(915)	211	(1.322)
Anúncios e publicações	(94)	(824)	(182)	(888)
Serviços compartilhados	-	59	31	87
Amortização e depreciação	(472)	(1.298)	(476)	(1.426)
Manutenção	(1.261)	(3.731)	(823)	(2.170)
Locação	(280)	(734)	(166)	(493)
Outras despesas	(730)	(1.882)	(822)	(3.068)
Alocação de projetos E&P (a)	<u>10.140</u>	<u>27.589</u>	<u>13.858</u>	<u>37.379</u>
Total	<u>(20.724)</u>	<u>(62.691)</u>	<u>(16.547)</u>	<u>(49.231)</u>

(a) Rateio de despesas relacionadas aos blocos operados pela Enauta, relacionado aos seus parceiros não operadores.

22. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado			
	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
Baixa de blocos (a)	(83)	(37.198)	(82)	(381)
Aquisição / processamento de sísmica	(3.141)	(3.311)	(347)	(1.094)
Gastos com geologia e geofísica	(41)	(1.142)	(25)	(320)
Gerenciamento do projeto	(2.812)	(7.852)	(2.746)	(8.885)
Penalidades contratuais (b)	-	-	(2.644)	(3.803)
Segurança, meio-ambiente e saúde	(70)	(142)	(226)	(487)
Serviços de perfuração	(4.245)	(22.184)	(6.559)	(27.721)
Outros	<u>(828)</u>	<u>(3.240)</u>	<u>(928)</u>	<u>(3.264)</u>
Total	<u>(11.220)</u>	<u>(75.069)</u>	<u>(13.557)</u>	<u>(45.955)</u>

- (a) No período findo em 30 de setembro de 2021, R\$37.068 refere-se à baixa do bloco CE-M-661 devido à baixa atratividade econômica dos prospectos (notas explicativas 14 e 18).
- (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 e desta forma foram provisionadas. O operador dos consórcios apresentará 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”).

Com as informações acima, a Enauta Energia provisionou no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 o valor de R\$26.413 referente à sua participação nas multas (22,46% - BM-CAL-5 e 20% - BM-S-76).

23. OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS LÍQUIDAS

	Controladora			
	<u>01/07/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>
Outras despesas operacionais	=	<u>1</u>	-	-
Total	=	<u>1</u>	=	=

	Consolidado			
	<u>01/07/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>
Despesas tributárias	(1)	(500)	(4)	(4.445)
Exclusão ICMS da Base de PIS/COFINS (a)	-	7.142	-	39.758
Alteração de participação acionária (b)	-	-	-	120.982
Acordo societário (c)		10.770	-	-
Ganho no aumento de participação societárias – QGEP BV	10.763	10.763		
Aumento de participação em consórcio (d)		821.305	-	-
Outros	<u>(1.620)</u>	<u>(2.500)</u>	<u>(6.863)</u>	<u>(8.762)</u>
Total	<u>9.143</u>	<u>846.980</u>	<u>(6.867)</u>	<u>147.533</u>

- (a) Refere-se ao valor do principal referente ao crédito de PIS e Cofins no ganho de causa de ICMS (nota explicativa 17).
- (b) Os 20% adicionais das ações da AFBV foram reconhecidos contabilmente pela QGEP BV em maio de 2020 pelo valor de US\$ 29.900 mil (R\$120.982) conforme previsto no CPC 46 (IFRS 13) – nota explicativa 12.

- (c) Conforme divulgado em fato relevante de 28 de abril de 2021, a Enauta Energia assinou acordo com a Dommo referente a todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta (Bloco BS-4).O acordo prevê a extinção de todos os processos entre as partes, incluindo as suas afiliadas, bem como restringe novos litígios entre as partes (nota explicativa 1).
- (d) 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 (notas explicativas 1 e 14).

24. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora			
	<u>01/07/21</u> <u>a 30/09/21</u>	<u>01/01/21</u> <u>a 30/09/21</u>	<u>01/07/20</u> <u>a 30/09/20</u>	<u>01/01/20</u> <u>a 30/09/20</u>
Rendimento de aplicações financeiras (a)	177	188	25	112
Outras receitas e despesas financeiras	<u>(17)</u>	<u>155</u>	<u>(15)</u>	<u>(27)</u>
PIS sobre receitas financeiras	(1)	(3)	-	(1)
COFINS sobre receitas financeiras	(7)	(16)	(1)	(5)
Atualização sobre créditos tributários	7	29	1	7
Var. Cambial/Monet. Passivas	(6)	(6)	(7)	(7)
Outros	<u>(10)</u>	<u>151</u>	<u>(8)</u>	<u>(22)</u>
Total	<u>160</u>	<u>343</u>	<u>10</u>	<u>85</u>

	Consolidado			
	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
Rendimento de aplicações financeiras (a)	55.366	73.381	13.495	78.876
Outras receitas e despesas financeiras	<u>(61.848)</u>	<u>(112.408)</u>	<u>(47.417)</u>	<u>(297.033)</u>
PIS sobre receitas financeiras	(531)	(808)	(117)	(636)
COFINS sobre receitas financeiras	(3.266)	(4.971)	(271)	(3.911)
Juros do passivo do direito de uso - IFRS 16	(12.690)	(34.642)	(12.781)	(41.140)
Atualização sobre créditos tributários (nota explicativa 17)	625	4.666	224	23.150
Variações cambiais ativas	46.125	77.840	5.443	43.561
Variações cambiais passivas	(75.044)	(110.289)	(36.823)	(311.553)
Derivativo - call option	(17.612)	(21.872)	-	-
Receita de derivativos	5.700	5.700		
Outros (b)	<u>(5.155)</u>	<u>(28.032)</u>	<u>(4.492)</u>	<u>(14.797)</u>
Total	<u>(6.482)</u>	<u>(39.027)</u>	<u>(33.922)</u>	<u>(218.157)</u>

- (a) Refletem receitas financeiras (ou despesas financeiras no caso da variação cambial) 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) Refere-se principalmente ao reconhecimento dos juros atrelados aos financiamentos FINEP e BNB, reflexo do AVP da provisão de abandono, imposto sobre operações financeiras e atualização monetária das multas relativas ao conteúdo local.

25. 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	Participação	%
Produção e desenvolvimento	Camamu Almada	Manati (BCAM-40)	06/08/1998	Petrobras (operador) Enauta Energia Geopark Petrório	35 45 10 10
	Santos	Atlanta (BS-4)	06/08/1998	Enauta Energia (operador)	100
Exploração	Camamu - Almada	CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador) Enauta Energia OP Energia	60 20 20
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Ceará	CE-M-661 (*)	30/08/2013	Enauta Energia Total (operador) Premier	25 45 30
	Espírito Santo	ES-M-598	30/08/2013	Enauta Energia Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Espírito Santo	ES-M-673	30/08/2013	Enauta Energia Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-351	23/12/2015	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	23/12/2015	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	29/01/2018	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	29/01/2018	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	07/11/2018	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador)	30 50 20

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
				Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	
	Sergipe Alagoas	SEAL-M-573	07/11/2018	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	14/02/2020	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe Alagoas	SEAL-M-575	14/02/2020	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	14/02/2020	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Paraná	PAR-T-196	28/06/2021	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-215	28/06/2021	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-86	28/06/2021	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-99	28/06/2021	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30

(*) No período findo em 30 de setembro de 2021, foi contabilizada a baixa do bloco CE-M-661 devido à baixa atratividade econômica dos seus prospectos (nota explicativa 22).

Os prazos de concessão dos direitos nestes blocos são de 27 anos a partir da data da declaração de comercialidade. Na fase exploratória os prazos são definidos no respectivo contrato 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	Garantia para o PEM (% Enauta) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura (%Enauta) R\$ mil	Área km2	Royalties	Taxa de retenção de área por km ² (Valores em Reais)		
						Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	2000	-	75,7	7,5%	100	200	1.000,00
CAL-M-372	7,3	2004	-	745,0	10%	239	478	2.390,00
FZA-M-90	108,3	2013	18.945	766,3	10%	63,66	127,32	636,60
PAMA-M-265	1,4	2013	3.020	769,3	10%	218,91	437,82	2189,10
PAMA-M-337	108,4	2013	35.206	769,3	10%	218,91	437,82	2189,10
CE-M-661 (*)	27,0	2013	10.116	768,5	10%	656,73	1313,46	6567,3
ES-M-598	58,0	2013	14.182	722,4	10%	95,49	190,98	954,90
ES-M-673	7,5	2013	12.562	721,2	10%	95,49	190,98	954,9
Atlanta (BS-4)	-	1998	-	199,6	7,8%	200	400	2.000,00
SEAL-M-351	-	2015	19.158	756,9	10%	875,73	1.751,46	8.757,30
SEAL-M-428	120,6	2015	10.843	746,2	10%	875,73	1.741,46	8.757,30

Bloco/campo	Garantia para o PEM (% Enauta) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura (%Enauta) R\$ mil	Área km2	Royalties	Taxa de retenção de área por km ² (Valores em Reais)		
						Exploração	Desenvolvimento	Produção
SEAL-M-501	-	2018	18.847	753,80	10%	1.668,11	3.336,22	16.681,11
SEAL-M-503	9,1	2018	14.136	754,6	10%	278,02	556,03	2.780,17
SEAL-M-430	9,1	2018	1.089	755,2	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-573	5,3	2018	1.089	755,9	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-505	3,7	2020	810	754,6	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-575	3,6	2020	933	753,9	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-637	4,1	2020	612	753,3	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
PAR-T-196	1,01	2021	152	2.863,5	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-215	1,01	2021	171	2.853,6	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-86	1,03	2021	133	2.917,9	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-99	1,03	2021	178	2.909,4	5%	112,76	225,52	1.127,60
Total	<u>477,4</u>		<u>162.182</u>					

(*) No período findo em 30 de setembro de 2021, foi contabilizada a baixa do bloco CE-M-661 devido a baixa atratividade econômica dos seus prospectos (nota explicativa 22).

Nos blocos adquiridos na Rodada 11 há o compromisso de perfuração de poço nos blocos FZA-M-90, CE-M-661, PAMA-M-337 e ES-M-598, com as operações de perfuração previstas para serem realizadas a partir de 2023.

Nos blocos adquiridos nas Rodadas 13, 14, 15, no primeiro e segundo Ciclos da Rodada 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). Entretanto, os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428, adquiridos na Rodada 13, ingressaram, em setembro de 2021, no 2º período exploratório, com o compromisso de perfuração de um poço, que está prevista para ser 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. 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. (nota explicativa 1).

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 30 de setembro de 2021 foram provisionados R\$77.402 (R\$55.598 em 30 de setembro de 2020) de royalties referentes à produção do campo Manati e BS-4, dos quais R\$13.676 (R\$2.964 em 31 de dezembro de 2020) permanecem no passivo a pagar naquelas datas. Esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos com royalties, no montante de R\$74.274 e como estoque de óleo, no montante de R\$3.128.
- 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 30 de setembro de 2021 foi registrado valor de R\$1.608 como participação especial (R\$173 em 31 de dezembro de 2020).
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi provisionado o montante de R\$1.745 para o período findo em 30 de setembro de 2021, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$2.109 em 30 de setembro de 2020).

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 em março de 2007 e revisado em junho de 2018.

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.

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

	Volume total de gás (MMm ³) (*)
Reserva Provada de 100% da participação em 31 de dezembro de 2020 (**)	3.160
Produção em 2021	<u>(893)</u>
Reserva Provada de 100% da participação em 30 de setembro de 2021	<u><u>2.267</u></u>

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

	Volume total de óleo (MMbbl) (*)
Reserva Provada de 100% da participação em 31 de dezembro de 2020 (**)	8,6
Produção em 2021	<u>(2,8)</u>
Reserva Provada de 100% da participação em 30 de setembro de 2021	<u><u>5,8</u></u>

(*) Não revisado pelos auditores independentes

(**) Conforme relatório Gaffney, Cline & Associates - GCA emitidos em 18 de março de 2021 para campo de Atlanta e em 03 de fevereiro de 2021 para o campo de Manati.

c) Garantias

Em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, o Grupo concedeu garantias, através de seguro garantia cuja beneficiária é a ANP, no total de R\$477.428 e R\$330.668, respectivamente. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração.

26. COMPROMISSOS

Em 30 de setembro de 2021, o Grupo possuía compromissos contratados para fornecimento e operação de materiais e equipamentos, incluindo 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:

	Consolidado (*)		
	2021	2022	2023 em diante
Total de compromissos	<u>279.160</u>	<u>806.335</u>	<u>234.808</u>

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

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber, fornecedores, contas a pagar, partes relacionadas e 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 Administração da Companhia possuía opção de venda de parte de sua produção de petróleo estimada como firme, conforme descrito abaixo, para os próximos 9 meses, equivalente a 1,2 milhão de barris, a um valor de US\$54,4 por barril. O custo médio da compra destas opções de venda (PUT asiática trimestral) foi de US\$2,8 por barril.

Janela de exercício	Opções de venda
01/10/2021 a 31/12/2021	650.000
01/01/2022 a 31/03/2022	400.000
01/04/2022 a 30/06/2022	<u>150.000</u>
	<u>1.200.000</u>

A Companhia optou por fazer “hedge accounting” no valor justo das opções de venda, entendendo ser esta a melhor forma de demonstrar a operação efetuada.

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 pelo nível 2 para estes 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).

c) 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 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 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	<u>224</u>	<u>224</u>
Total	<u>224</u>	<u>224</u>

	Consolidado				
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 6 anos	Total
Fornecedores	150.048	74	1.395	-	151.517
Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	-	-	<u>53.734</u>	<u>121.033</u>	<u>174.767</u>
Total	<u>150.048</u>	<u>74</u>	<u>55.129</u>	<u>121.033</u>	<u>326.284</u>

Arrendamento - passivo	Consolidado	
	30/09/2021	31/12/2020
Ate um ano	431.014	208.814
De 1 a 5 anos	299.948	342.022
Após 5 anos	6.149	14.140
Total	<u>737.111</u>	<u>564.976</u>

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato de as vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (26% em 30 de setembro de 2021 e 100% em 31 de dezembro de 2020) e Shell (74% em 30 de setembro de 2021). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato de a maior parte das transações ser com apenas dois clientes, representa risco de crédito não relevante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos com esses clientes. Nos períodos findos em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 não foram registradas perdas com créditos junto aos seus dois clientes.

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

e) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos captados na oferta pública inicial de ações e gerados pelas atividades operacionais e 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 30/09/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
CDI anual em 30 de setembro de 2021	5,43%		
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2021			5,43%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo	2.337.135	Redução do CDI	
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras - estimado		Redução do CDI	2.464.041
Receita estimada em 31 de dezembro de 2021			126.906

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o site do BACEN do dia 22 de outubro de 2021.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 30/09/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
CDI anual em 30 de setembro de 2021	5,43%		
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2021			5,43%
Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2021	357.908	Redução do CDI	377.343
Receita estimada em 31 de dezembro de 2021			19.434

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o site do BACEN do dia 22 de outubro de 2021.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 30/09/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
TJLP em 30 de setembro de 2021	4,88%		
Empréstimos e financiamentos:			
FINEP (b)	38.873	Alta da TJLP	
Empréstimos e financiamentos:			
Taxa efetiva da TJLP para 31 de dezembro de 2021			4,88%
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2021			1.897
Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de dezembro de 2021			40.770
Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2021			-
(a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES) em 22 de outubro de 2021.			
(b) Valor refere-se somente a parcela do Subcrédito B do empréstimo da FINEP.			

f) 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.

	<u>Risco</u>	<u>Consolidado</u>	
		<u>Saldo em US\$</u>	<u>Saldo em R\$</u>
Dólar efetivo em 30 de setembro de 2021 (R\$5,4394)			
<u>Operação</u>			
Fundo cambial – ativo	Redução do US\$	66.640	362.480
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2021			4,09
Fundo cambial - estimado em 31 de dezembro de 2021			272.290
Efeito no resultado e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2021			(90.090)
(a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, estressado por uma redução de 25% do dólar projetado de acordo com o relatório Focus em 22 de outubro de 2021, 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	
		30/09/2021	
		Cenário provável (a)	
		Saldo em US\$	Saldo em R\$
Dólar efetivo em 30 de setembro de 2021 (R\$5,4394)			
<u>Operação</u>			
Contratos de arrendamentos – passivo	Aumento do US\$	135.513	737.111
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2021			5,45
Contratos de arrendamento em 31 de dezembro de 2021			738.547
Efeito no resultado e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2021			1.436
Efeito da redução na receita financeira em 31 de dezembro de 2021			-

(a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o relatório Focus em 22 de outubro de 2021, emitido pelo Banco Central do Brasil.

g) Risco de volatilidade de preço petróleo

Esses riscos são basicamente provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos 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, a Administração têm constantemente contratado instrumentos derivativos para proteger a geração operacional de cenários de queda do 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\$ US\$54,4 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 30 de setembro de 2021 os contratos oferecem cobertura para 1,2 milhões de barris a serem vendidos ao longo de 12 meses.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma variação no preço do Brent e o efeito no patrimônio líquido da avaliação a mercado e liquidação da opção de venda.

	Risco	Consolidado
		30/09/2021
		Cenário provável (a)
		Saldo em R\$
Preço Brent em 30 de setembro de 2021 R\$78,52	Alta do Brent	-
<u>Operação</u>		
<i>Hedge</i>		
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2021		-
Estimado		-

(a) Conforme site do Bloomberg em 22 de outubro de 2021

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 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 30 de setembro de 2021 é a seguinte:

Acionista	Nº de ações Ordinárias	% de Participação
Queiroz Galvão S.A.	167.459.291	63,0
FIP Quantum	18.606.588	7,0
Ações em circulação	76.565.535	28,7
Ações em tesouraria	2.690.656	1,0
Administradores	484.835	0,3
Total	<u>265.806.905</u>	<u>100</u>

ii. Lucro líquido por ação

O lucro líquido por ação básico é computado pela divisão do resultado líquido pela média ponderada de todas as ações em circulação no período. 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.

	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>
<u>Lucro líquido básico por ação</u>		
Numerador:		
Lucro líquido do período	753.873	85.893
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias	<u>263.091</u>	262.540
Lucro líquido básico / diluído por ação ordinária	2,87	0,33

	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/09/2021</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>
<u>Lucro líquido diluído por ação</u>		
Numerador:		
Lucro líquido do período	753.873	85.893
Denominador (em milhares de ações):		
Ações ordinárias em circulação	<u>263.091</u>	262.540
Ações diluidoras	-	-
Lucro líquido diluído por ação ordinária	2,87	0,33

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 preferenciais 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>23/02/2016</u>	<u>Plano 2015</u> <u>12/03/2015</u>	<u>Plano 2014</u> <u>24/02/2014</u>
Data da reunião do Conselho de Administração			
Total de opções concedidas e outorgadas	2.334.915	2.334.915	2.296.500
Preço de exercício da opção	R\$4,88	R\$6,36	R\$8,98
Valor justo da opção na data da concessão	R\$1,14	R\$1,96	R\$2,65
Volatilidade estimada do preço da ação	33,86%	36,96%	43,36
Dividendo esperado	3,59%	2,47%	3,84%
Taxa de retorno livre de risco	7,25%	6,39%	6,20%
Duração da opção (em anos)	7	7	7

A movimentação das opções de ações existentes no período findo em 30 de setembro de 2021 e no exercício findo 31 de dezembro de 2020 está apresentada a seguir:

	<u>Opções de ações</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2019	2.990.407
Exercício de opções no ano de 2020	(314.885)
Opções canceladas no ano de 2020	(1.604.853)
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	(137.821)
Opções em circulação em 30 de setembro de 2021	358.979

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 30 de setembro de 2021 estão sumarizadas abaixo:

Plano	Opções em circulação			Opções exercíveis	
	Opções em circulação em 30/09/2021	Maturidade em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em 30/09/2021	Preço de exercício médio (*)
Plano 2016	1.089.164	7	4,88	93.915	5,66
Plano 2015	314.584	7	6,36	314.584	8,13

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

O saldo de plano de opção de ações no período findo em 30 de setembro de 2021 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 é de R\$30.759 e R\$30.084, respectivamente, respectivamente.

iv. Distribuição de dividendos

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 30 de abril de 2021, foi aprovada a distribuição de dividendos adicionais aos dividendos mínimos obrigatórios referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, de R\$50.999. O valor foi pago pela Companhia aos acionistas no dia 11 de maio de 2021.

29. 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 2014.

<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 2019	3.579.410	36.452
Realização de opção de ações em 2020	(314.885)	(3.207)
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 30 de setembro de 2021	<u>2.690.656</u>	<u>27.401</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 30 de setembro de 2021:

Quantidade de ações em tesouraria	2.690.656
Cotação por ação na B3 em R\$ em 30 de setembro de 2021	<u>13,80</u>
Valor de mercado	<u>37.131</u>

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

A quantidade de ações em tesouraria em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 representa 1,0% e 1,2%, respectivamente, do total de ações ordinárias emitidas pela Companhia.

30. 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 30/09/2021
Riscos de petróleo e operacionais (energy package)	30/06/2021	31/12/2022	4.768.516
P&L	20/02/2021	20/02/2022	1.087.880
Patrimonial	21/07/2021	21/07/2022	14.570
D&O	29/03/2021	29/03/2022	140.000
Responsabilidade civil do empregador	21/02/2021	21/02/2022	10.879
Seguro viagem	19/02/2021	21/02/2022	2.720
Total			<u>6.024.565</u>

31. PLANO DE BENEFÍCIOS 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			
	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
Previdência privada (a)	<u>(26)</u>	<u>(76)</u>	<u>(25)</u>	<u>(74)</u>
Total	<u>(26)</u>	<u>(76)</u>	<u>(25)</u>	<u>(74)</u>

	Consolidado			
	01/07/2021 a 30/09/2021	01/01/2021 a 30/09/2021	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020
Previdência privada (a)	<u>(374)</u>	<u>(1.066)</u>	<u>(389)</u>	<u>(830)</u>
Total	<u>(374)</u>	<u>(1.066)</u>	<u>(389)</u>	<u>(830)</u>

- (a) A Companhia usou o fundo inominado da previdência privada no valor aproximado de R\$281 (parcela da contribuição da Companhia referente a funcionários desligados que não cumpriram o período de vesting) para quitar as parcelas a contribuir referentes aos meses de abril, maio e junho (parcial)

32. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

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

	<u>30/09/2021</u>	<u>30/09/2020</u>
Fornecedor de imobilizado	-	29.138
Provisão de abandono	328.672	140.199
Aumento de participação em consórcio – Atlanta	810.664	-
Penalidades contratuais – multas	-	71.689

33. APROVAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

As informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas foram autorizadas para emissão pelo Conselho de Administração em 8 de novembro de 2021 e autorizadas para arquivamento junto à CVM no dia 10 de novembro de 2021.

34. EVENTOS SUBSEQUENTES

- (i) Em 29 de setembro de 2021, a Companhia divulgou que a produção do Campo de Manati havia sido interrompida de forma preventiva, em razão de um pequeno vazamento de gás. Em 3 de outubro de 2021 a Companhia foi informada pelo operador do Campo de Manati que a produção retornou naquela mesma data, após a conclusão do reparo do duto entre a estação de compressão e a estação de tratamento de gás.

35. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

Antonio Augusto de Queiroz Galvão
Ricardo de Queiroz Galvão
José Augusto Fernandes Filho
Leduvy de Pina Gouvêa Filho
Luiz Carlos de Lemos Costamilan
José Luiz Alqueres
Lincoln Rumenos Guardado

Diretoria

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

Conselho Fiscal

Sérgio Tuffy Sayeg

José Ribamar de Lemos de Souza

João Alberto Gomes Bernacchio

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 25, § 1º, INCISO VI DA ICVM 480/09

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 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as informações financeiras trimestrais da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2021 e 30 de setembro de 2021.

Rio de Janeiro, 8 de novembro de 2021.

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 25, §
1º, INCISO V DA ICVM 480/09**

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 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, 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 compreendido entre 01 de janeiro de 2021 e 30 de setembro de 2021.

Rio de Janeiro, 8 de novembro de 2021.

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