



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

# Terceiro Trimestre de 2022

## VIDEOCONFERÊNCIA

Português

(com tradução simultânea em inglês)

11 de novembro de 2022

11h00 (Horário de Brasília)

9h00 (Horário de Nova York)

[https://enauta.zoom.us/webinar/register/WN\\_eaAbmblrTRiQ-2MvKSod3w](https://enauta.zoom.us/webinar/register/WN_eaAbmblrTRiQ-2MvKSod3w)

**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](http://www.enauta.com.br)

**ENAT**

**B3 LISTED NM**

**IBRX100 B3**



# Enauta divulga resultados do 3T22

Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2022 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia seus resultados do terceiro trimestre de 2022. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são preparadas 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	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	166,8	588,3	-71,6%	1.518,2	1.118,4	35,8%
EBITDAX <sup>1</sup> - R\$ milhões	46,7	438,8	-89,4%	969,6	1.666,4	-41,8%
EBITDAX ajustado <sup>2</sup> - R\$ milhões	-	-	-	969,6	845,1	14,8%
Margem EBITDAX	28,0%	74,6%	-46,6p.p.	63,9%	149,0%	-85,1p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	18,9	134,0	-85,9%	201,3	753,9	-73,3%
Lucro Líquido ajustado <sup>2</sup> - R\$ milhões	-	-	-	201,3	194,6	3,5%
Caixa Líquido <sup>3</sup> - R\$ milhões	1.431,3	2.244,1	-36,2%	1.431,3	2.244,1	-36,2%
CAPEX realizado - US\$ milhões	91,0	3,2	2.743,8%	337,0	16,7	1.918,0%
Produção Total (mil boe)	901,2	1.996,4	-54,9%	4.271,3	4.633,8	-7,8%
Produção de Óleo (mil bbl)	278,0	1.214,6	-77,1%	2.142,6	2.106,5	1,7%
Produção de Gás (mil boe)	623,2	781,8	-20,3%	2.128,7	2.527,3	-15,8%

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

<sup>2</sup> Indicadores ajustados excluindo o efeito não recorrente de R\$ 821,3 milhões nos 9M21, relativo ao registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta, sendo o impacto para o lucro líquido limitado ao efeito do IR/CS diferidos.

<sup>3</sup> Caixa Líquido: saldo de caixa (inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários) deduzido do Total de Empréstimos e Financiamentos.

## DESTAQUES

- ▲ **Conclusão da parada programada** do FPSO Petrojarl I sem acidentes e sem impedimentos técnicos para a recertificação da unidade, viabilizando continuidade na geração de caixa operacional.
- ▲ Início da campanha de **perfuração do 4º poço** e dos dois primeiros poços do SD de Atlanta.
- ▲ **Novo contrato de comercialização** com a Shell para o óleo de Atlanta.
- ▲ Aumento de **36%** na receita nos 9M22.
- ▲ **Sólida posição de caixa<sup>1</sup>, totalizando US\$ 287 milhões<sup>2</sup>** no final do 3T22.
- ▲ **EBITDAX de R\$ 970 milhões em 9M22**, incluindo impacto de custos não recorrentes de Manati no 3T22.
- ▲ Investimentos no **Sistema Definitivo de Atlanta** de US\$ 285 milhões em 9M22, **dentro do prazo e orçamento**.
- ▲ **Redução de aproximadamente US\$ 150 mil por dia no custo de afretamento** do FPSO em Atlanta a partir de setembro de 2022 em relação ao 2T22.
- ▲ Entrada de **ENAT3 no índice IBRX 100** da B3.
- ▲ Primeira companhia brasileira e produtora independente de petróleo indicada como **finalista do prêmio ANP de Inovação Tecnológica**.
- ▲ Conquista do selo **“Great Place to Work”**.

<sup>1</sup> Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

<sup>2</sup> R\$ 1,6 bilhão convertido para US\$ em 30 de setembro de 2022



## Mensagem da Administração

Iniciamos o segundo semestre de 2022 com avanços operacionais significativos em Atlanta. O terceiro trimestre reflete a decisão da Enauta e execução de sua estratégia de longo prazo em investir na continuidade da produção e evitar lacunas durante a transição do Sistema de Produção Antecipada (SPA) e o Sistema Definitivo (SD) do Campo de Atlanta. Ainda que os resultados do período tenham sido impactados, a parada programada foi fundamental para possibilitar a extensão da vida útil do FPSO e, assim, viabilizar a continuidade de geração de caixa. Seguimos focados em aumentar nossa eficiência operacional e assegurar a sustentabilidade financeira da Companhia em sua jornada de crescimento.

No SPA, a parada programada no Petrojarl I teve papel importante na revitalização do FPSO, com reparos mais duradouros e um número maior de inspeções e substituições de equipamentos, além do comissionamento de uma nova planta de tratamento de água. Esse trabalho nos mantém confiantes do ponto de vista técnico sobre a recertificação para estender o contrato da unidade de produção. No dia 9 de novembro de 2022, a Companhia iniciou a campanha de perfuração de três novos poços. O primeiro deles vai substituir o poço paralisado em 26 de outubro e deverá ser conectado ao FPSO no 1T23. Com a retomada da produção com três poços, a capacidade de produção total do Campo deverá ultrapassar 20 mil barris de óleo por dia, sendo que a produção média de outubro atingiu 14,7 mil barris de óleo por dia. Vale ressaltar que, além do incremento na produção, este novo poço promoverá ganhos de estabilidade à operação de Atlanta e de flexibilidade operacional ao sistema de produção.

No SD, o cronograma de implantação segue avançando, com prazos e orçamento dentro do previsto. O FPSO Atlanta encontra-se no momento no estaleiro DryDock World em Dubai para a realização de adaptações programadas. No 3T22 foram concluídas as atividades de demolição nos módulos que serão substituídos devido às características do óleo de Atlanta e nas primeiras semanas de outubro, a unidade fez sua primeira entrada em dique seco. O “Steering Committee”, que reúne os CEOs das principais empresas participantes do projeto, terá sua terceira reunião trimestral em dezembro. Adicionalmente, o “Steakholders Committee” foi criado, para igualmente acompanhar a evolução do projeto, garantindo um foco balanceado na implementação do SD. Um marco importante em outubro foi a conclusão da fase de engenharia, com a realização de um extenso “Peer Review”, buscando mais robustez nas fases seguintes, aderentes às melhores práticas, para promover diligentemente a condução do projeto.

Do ponto de vista comercial, destacamos a renovação do contrato de comercialização para venda de 100% do óleo de Atlanta produzido durante o SPA à Shell.

Duas conquistas importantes também marcaram o terceiro trimestre. A primeira foi a entrada da Enauta, em setembro, no IBrX-100, índice que representa o desempenho médio das cotações dos 100 ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro. Essa conquista reforça nosso compromisso com a geração de valor sustentável. A segunda foi a conquista do selo “Great Place To Work” (GPTW), importante reconhecimento pelo nosso principal ativo - as pessoas.

Amparados pelo nosso capital humano, pelos nossos sólidos fundamentos e pelo cenário de preços favorável, seguimos avaliando ativamente oportunidades e fontes de recursos para financiar nossas necessidades de investimento e melhorar a estrutura de capital bem como oportunidades de negócios que promovam a diversificação do nosso portfólio, incluindo aquisição de ativos e M&A.



## Ambiental, Social e Governança (ESG)

Continuamos trabalhando na manutenção de nossas diretrizes socioambientais e de governança. Temos o orgulho de anunciar que a Enauta é finalista do prêmio ANP de Inovação Tecnológica 2022 na categoria IV- Projeto(s) desenvolvido(s) por Instituição Credenciada e/ou Empresa Brasileira, em colaboração com Empresa Petrolífera, na área temática específica “Redução de Impactos Ambientais e Energias Renováveis” pela seleção do Projeto Costa Norte - Desenvolvimento de Metodologia para Entendimento dos Processos Costeiros e Definição da Vulnerabilidade das Florestas de Mangue das bacias. O projeto tem como objetivo principal o desenvolvimento de metodologias para a determinação da vulnerabilidade de florestas de mangue à vazamentos de óleo na Margem Equatorial Brasileira.

Em setembro, inauguramos a exposição Oceano Sem Fronteiras, da qual a Enauta é patrocinadora master. Em cartaz no AquaRio, a experiência educativa receberá até dezembro mais de 100 escolas da rede pública e promoverá a conscientização sobre as ameaças, assim como, soluções para o uso sustentável dos recursos marinhos e toda a sua biodiversidade.

A Enauta esteve presente como patrocinadora da Arena ESG na Rio Oil & Gas, espaço voltado para debater o papel da indústria e sua responsabilidade perante as necessidades da sociedade atual. Nossos representantes palestraram sobre o potencial dos oceanos para descarbonização e integração de práticas e KPIs de ESG no setor de óleo e gás.

Durante o terceiro trimestre, realizamos a campanha anual do Projeto de Comunicação Social do Campo de Atlanta. Após dois anos sem os encontros presenciais devido à pandemia da COVID-19, foi possível retomar as reuniões com os representantes das colônias e associações de pesca, da Área de Influência do Campo de Atlanta. Essas reuniões são importantes para atualizar as lideranças sobre as atividades do Campo, assim como estreitar o relacionamento entre a Enauta e este público de interesse.

## Desempenho Setorial

O segundo semestre de 2022 teve início com o preço do petróleo se mantendo acima dos três dígitos. No 3T22, o Brent foi negociado, em média, a US\$ 98 por barril, valor inferior aos US\$ 114 por barril registrado no período anterior. Mesmo com o arrefecimento no preço do Brent, a cotação da commodity segue em patamar elevado na comparação histórica. Para o 4T22, as projeções de mercado indicam cotação média do Brent a US\$ 101 por barril (fonte: consenso de aglomerado de companhias de inteligência de mercado), encerrando o ano em US\$ 104 por barril. O cenário positivo de preços continua amparado pelo ambiente de oferta e demanda apertado no mercado internacional.

Mesmo em meio a uma demanda aparentemente mais enfraquecida pelo esfriamento da economia global no terceiro trimestre, os cortes de produção pela Opep (Organização dos Países Produtores de Petróleo) vêm sustentando a pressão sobre os preços. A alta da commodity afetou os preços de derivados, em particular diesel e gasolina, contribuindo para uma elevada inflação energética, principalmente na União Europeia, cuja demanda segue alta por conta do embargo à Rússia. Na França, por exemplo, greves eclodiram com o aumento da inflação. Nos Estados Unidos, o presidente Joe Biden anunciou a liberação de reservas estratégicas de petróleo como instrumento de contenção de preços.

Com relação ao mercado de gás natural, a forte demanda mundial segue pressionando os preços. O cenário pode se deteriorar com um inverno excepcionalmente rigoroso no hemisfério norte e novos choques de abastecimento. A competição global por GNL continua acirrada e pode se intensificar com a retomada da demanda pela China. Seguimos observando uma convergência estrutural entre a dinâmica de preços de óleo e gás natural, o que beneficia produtores e exportadores de ambas as commodities. Este cenário tende a favorecer o Brasil, com a evolução da abertura do mercado de gás.

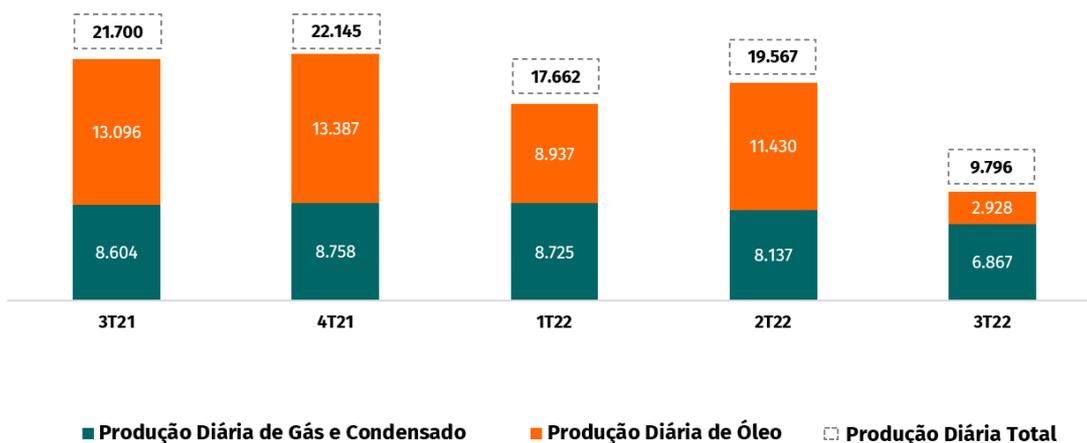


## Ativos em Produção



## Desempenho Operacional

### Produção Diária Enauta (boe)





## Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%<sup>1</sup>; Operador

### Dados Operacionais

Atlanta	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	269,4	1.204,9	-77,6%	2.113,8	2.857,9	-26,0%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	2,9	13,1	-77,6%	7,7	10,4	-26,6%
Produção da Companhia (Mil bbl)	269,4	1.204,9	-77,6%	2.113,8	2.074,3	1,9%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	203,5	1.185,5	-82,8%	2.035,1	1.937,5	5,0%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,25	5,23	0,4%	5,14	5,33	-3,8%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	93,7	77,4	21,1%	104,1	69,7	49,4%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-1	0-1	-	0-1	0-2	-

<sup>1</sup>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 SA. Desde então, a Companhia passou a reportar 100% da produção do Campo.

### PRODUÇÃO

No terceiro trimestre de 2022, com as paradas programada e preventiva em Atlanta, a produção no período totalizou 29 dias, motivo pelo qual observamos a queda de 78% na comparação anual. A paralisação foi fundamental para: (i) atender as exigências normativas do Ministério do Trabalho; (ii) preparar o FPSO para a recertificação pela DNV (Det Norske Veritas), visando a extensão da vida útil da unidade e dos contratos de Afretamento e de Operação e Manutenção (O&M) do FPSO Petrojarl I por até dois anos e (iii) assegurar a continuidade operacional do SPA na transição para o SD.

A produção média diária do Campo foi de 2,9 mil barris de óleo no trimestre, inferior à média do 2T22 e do 3T21. No acumulado dos nove meses do ano, a produção reduziu em 26,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, em função, principalmente, da parada programada.

No dia 9 de novembro de 2022, a Companhia iniciou a campanha de perfuração de três novos poços. O primeiro deles vai substituir o poço paralisado em 26 de outubro e deverá ser conectado ao FPSO Petrojarl I na segunda metade do 1T23. Com a retomada da produção dos três poços, a capacidade de produção total do Campo deverá ultrapassar 20 mil barris de óleo por dia. Este novo poço permitirá redundância adicional ao sistema de bombeio e maior flexibilidade operacional ao sistema de produção. O valor estimado do poço e sua interligação ao sistema de produção é de US\$ 75 milhões, sendo US\$ 60 milhões para a perfuração e completação e o restante para interligação. O investimento total na campanha de perfuração dos três poços será de US\$ 220 milhões.

### COMERCIALIZAÇÃO

Em 10 de novembro a Enauta e a Shell firmaram novo acordo de venda de 100% do óleo produzido pelo FPSO Petrojarl I (SPA) ("Offtake Agreement"). O Offtake Agreement terá vigência de janeiro de 2023 a junho de 2024.

### LIFTING COSTS<sup>2</sup>

No 3T22, o lifting cost sem afretamento foi de US\$ 52,6 por barril, impactado pelo baixo volume produzido no trimestre.

Neste trimestre, concluímos o pagamento de uma parcela adicional variável de acordo com o Brent ("tranche"), em função de o teto contratual ter sido atingido, conforme estrutura de



contrato de afretamento do FPSO do SPA. Portanto, no 4T22, teremos uma redução de aproximadamente US\$ 150 mil por dia no custo de afretamento, em comparação com o 2T22.

	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Opex <sup>1</sup> (US\$ milhões)	20,1	38,6	-47,9%	113,4	92,0	23,3%
Opex <sup>1</sup> (US\$ mil/dia) sem afretamento	153,9	186,8	-17,6%	181,1	191,5	-5,4%
Opex <sup>1</sup> (US\$ mil/dia) com afretamento	218,7	420,0	-47,9%	415,5	336,4	23,5%
Lifting cost <sup>2</sup> (US\$/bbl)	74,8	32,1	133,0%	53,7	32,2	66,8%
Lifting cost <sup>2</sup> sem afretamento (US\$/bbl)	52,6	14,3	267,8%	21,8	18,3	19,1%

<sup>1</sup>Opex: 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), e IFRS-16. Em 2021, não considerava custos de workover. Esse valor difere do valor dos custos operacionais apresentados nas demonstrações financeiras (DFs) – informação essa não revisada pelos auditores independentes.

<sup>2</sup>Lifting costs são os valores de opex divididos pela produção do período.

## SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA E SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

O SD terá capacidade para produzir 50 mil barris de petróleo e processar 140 mil barris de água por dia, com início de operação previsto para meados de 2024. Em janeiro, a Companhia assinou a extensão por até dois anos (de maio de 2023 para maio de 2025) do arrendamento do FPSO Petrojarl I visando a continuidade operacional do SPA na transição para o SD. A extensão dos contratos está sujeita à recertificação da unidade pela DNV.

O investimento aprovado para a primeira fase do SD é de US\$ 1,2 bilhão, dos quais: (i) US\$ 500 milhões referem-se à compra e adaptação do FPSO Atlanta; e (ii) US\$ 700 milhões serão investidos na campanha de perfuração de novos poços, atividades de instalação dos sistemas de produção, equipamentos do sistema submarino e suas interligações. A Companhia já desembolsou cerca de US\$ 285 milhões até 30 de setembro de 2022 e US\$ 100 milhões serão desembolsados após o início da produção do SD.

A segunda fase do SD consiste na perfuração de até quatro poços adicionais, instalação dos sistemas de produção, equipamentos do sistema submarino e suas interligações. O investimento previsto nesta segunda fase é de US\$ 750 milhões, a serem desembolsados entre 2025 e 2027.

## Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Produção Total do Campo (milhões m <sup>3</sup> )	220,2	276,2	-20,3%	752,1	892,9	-15,8%
Produção Média Diária do Campo (milhões m <sup>3</sup> /dia)	2,4	3,0	-20,3%	2,8	3,3	-15,7%
Produção referente a 45% da Companhia (milhões m <sup>3</sup> )	99,1	124,3	-20,3%	338,4	401,8	-15,8%

## PRODUÇÃO

O Campo de Manati registrou no 3T22 produção média diária de 2,4 milhões de m<sup>3</sup> de gás, redução de 20,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, equivalente a 15,3 mil boe/dia, dos quais, 6,9 mil boe/dia competem à produção da Companhia. No acumulado dos nove meses do ano, o Campo produziu em média 2,8 milhões de m<sup>3</sup> por dia, em comparação



a 3,3 milhões de m<sup>3</sup> por dia no 9M21, em função da redução de demanda ao final do 3T22 e do declínio natural do Campo.

Como anunciado ao mercado, em setembro houve uma breve interrupção da produção do Campo de Manati, ocasionada pela redução na demanda de gás e do escoamento de gás por parte a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), operadora do campo e compradora do gás produzido em Manati. A produção foi retomada ainda em setembro, porém em patamares inferiores ao da média mensal registrada até agosto. Segundo a Petrobras, tal redução decorre da conjuntura de oferta e demanda dos segmentos de mercado atendidos pelo gás do Campo de Manati e trata-se de uma ocorrência usual da operação, de caráter temporário, sem alteração das condições contratuais. O gás produzido em Manati é integralmente vendido à Petrobras, sendo que o impacto financeiro da redução da produção é limitado pela obrigação de compra de volume mínimo contratado (*take or pay*).

## Portfólio de Exploração: Bacia de Sergipe-Alagoas

Participação: 30% em 9 blocos

No trimestre em análise, a Companhia não realizou nenhuma campanha exploratória. No período de 9 meses, houve a perfuração do primeiro poço exploratório, 1-EMEB-3-SES, no prospecto Cutthroat, localizado no Bloco SEAL-M-428 e não foi constatada a ocorrência de hidrocarbonetos. O Consórcio realizará estudos complementares, integrando os dados amostrados à sua interpretação geológica regional, de forma a atualizar sua expectativa em relação ao potencial exploratório dos blocos situados em águas ultraprofundas na Bacia Sergipe-Alagoas. A Companhia não planeja outras atividades exploratórias na região neste ano.

## Desempenho Financeiro

### RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ milhões)	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Campo de Atlanta	62,8	472,7	-86,7%	1.155,3	746,1	54,8%
Campo de Manati	104,0	115,6	-10,0%	362,9	372,3	-2,5%
<b>TOTAL</b>	<b>166,8</b>	<b>588,3</b>	<b>-71,6%</b>	<b>1.518,2</b>	<b>1.118,4</b>	<b>35,8%</b>

No trimestre, a Receita Líquida da Enauta atingiu R\$ 166,8 milhões, recuando 71,6% em relação ao 3T21, principalmente em função da parada programada do Campo de Atlanta iniciada em julho e pela redução da demanda pelo gás de Manati por parte do comprador no final de setembro. No período acumulado de nove meses, a receita líquida apresentou crescimento de 35,8% em relação ao mesmo período do ano passado, explicado principalmente pela alta da *commodity* entre os períodos e aumento da participação da companhia no Campo de Atlanta.

A receita líquida do Campo de Atlanta recuou 86,7% no 3T22 quando comparada ao 3T21, também como reflexo das paradas para manutenção, resultando, portanto, em 29 dias de produção no trimestre. No período acumulado de 9M22, a receita variou 54,8%, explicada pela forte alta da *commodity* no período, pela valorização do óleo (redução do desconto para menos de US\$ 1,0 em relação ao Brent, incluindo custos logísticos) e também pelo aumento da participação da Companhia no campo de 50% para 100% a partir de 25 de junho de 2021.

No 3T22, a receita do Campo de Manati recuou 10,0% em comparação ao 3T21, devido, principalmente pela redução da demanda de gás ao final de setembro. O gás produzido em Manati é integralmente vendido à Petrobras, sendo que o impacto financeiro da redução da produção é limitado pela obrigação de compra de volume mínimo contratado (*take or pay*).



No período de 9M22, a receita do Campo recuou 2,5%, reflexo de reajustes inflacionários contratuais do preço de venda do gás que compensaram a menor produção em 2022.

### CUSTOS OPERACIONAIS

#### Campo de Atlanta (R\$ milhões)

	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Custos de produção	27,7	69,9	-60,4%	255,5	69,9	265,5%
Custos de manutenção	4,5	2,7	66,7%	17,4	2,7	544,4%
Royalties	4,6	28,2	-83,7%	57,4	45,3	26,7%
Depreciação e amortização	49,7	255,1	-80,5%	359,4	459,4	-21,8%
<b>TOTAL</b>	<b>86,5</b>	<b>355,9</b>	<b>-75,7%</b>	<b>689,7</b>	<b>577,3</b>	<b>19,5%</b>

#### Campo de Manati (R\$ milhões)

	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Custos de produção	33,4	14,3	133,6%	60,3	46,9	28,6%
Custos de manutenção	-	1,3	NA	1,7	1,3	30,8%
Royalties	8,3	9,0	-7,8%	28,7	29,0	-1,0%
Participação especial	-	0,3	NA	-0,4	1,6	-125,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	1,4	NA	0	2,7	-100,0%
Depreciação e amortização	11,6	17,8	-34,8%	35,6	59,0	-39,7%
<b>TOTAL</b>	<b>53,3</b>	<b>44,1</b>	<b>20,9%</b>	<b>125,9</b>	<b>140,5</b>	<b>-10,4%</b>
<b>Custos Operacionais Totais</b>	<b>139,8</b>	<b>400,1</b>	<b>-65,1%</b>	<b>815,6</b>	<b>717,8</b>	<b>13,6%</b>

A Companhia incorreu em custos operacionais totais de R\$ 139,8 milhões no 3T22, 65,1% menores em comparação ao 3T21, principalmente em função de (i) capitalização de R\$ 111 milhões relativos à parada programada da produção em Atlanta; e (ii) não apropriação da depreciação e amortização do período referente à parada programada.

Por sua vez, os custos operacionais de Manati no 3T22 foram 20,9% maiores aos registrados no 3T21, em função de custos de períodos anteriores (2019 a 2021) no montante de R\$ 13 milhões cobrados neste trimestre pelo operador do bloco, Petrobras.

#### Campo de Atlanta (R\$ milhões)

	3T22 Ex- IFRS	3T21 Ex- IFRS	Δ%	9M22 Ex- IFRS	9M21 Ex- IFRS	Δ%
Custos de produção	91,4	188,3	-51,5%	612,2	314,1	94,9%
Royalties	4,6	28,2	-83,7%	57,4	45,3	26,7%
Depreciação e amortização	13,2	168,1	-92,1%	155,8	295,9	-47,3%
<b>TOTAL</b>	<b>109,2</b>	<b>384,6</b>	<b>-71,6%</b>	<b>825,4</b>	<b>655,3</b>	<b>26,0%</b>



<b>Campo de Manati (R\$ milhões)</b>	<b>3T22 Ex- IFRS</b>	<b>3T21 Ex- IFRS</b>	<b>Δ%</b>	<b>9M22 Ex- IFRS</b>	<b>9M21 Ex- IFRS</b>	<b>Δ%</b>
Custos de produção	51,7	27,4	88,7%	103,9	84,6	22,8%
Royalties	8,3	9,0	-7,8%	26,2	29,0	-9,7%
Participação especial	-	0,3	NA	-	1,6	-100,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	1,4	NA	-	2,7	-100,0%
Depreciação e amortização	6,1	12,8	-52,3%	24,4	43,4	-43,8%
<b>TOTAL</b>	<b>66,1</b>	<b>50,9</b>	<b>29,9%</b>	<b>154,5</b>	<b>161,4</b>	<b>-4,3%</b>
<b>Custos Operacionais Totais</b>	<b>175,3</b>	<b>435,5</b>	<b>-59,7%</b>	<b>979,9</b>	<b>816,6</b>	<b>20,0%</b>

Nota: Dados não revisados/auditados pelos nossos auditores independentes.

Os custos de Atlanta, excluindo o efeito contábil do IFRS-16, totalizaram R\$ 109,2 milhões, queda de 71,6% em relação ao 3T21, em função principalmente da parada programada. No caso de Manati, os custos operacionais totalizaram R\$ 66,1 milhões, 29,9% acima do valor registrado no 3T21.

### GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios no 3T22 somaram R\$ 6,6 milhões, comparáveis ao valor de R\$ 11,2 milhões registrado no 3T21. No 3T22, após revisão dos gastos incorridos na perfuração do poço 1-EMEB-3-SES, localizado no Bloco SEAL-M-428, o operador constatou valor não devido pela Enauta Energia no montante de R\$ 4,6 milhões, que foi ressarcido e ajustado no trimestre. O valor total de gastos exploratórios incorridos neste poço, acumulado em 9M22 e após ajustes, é de R\$ 139 milhões.

### DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

<b>Despesas G&amp;A (R\$ milhões)</b>	<b>3T22</b>	<b>3T21</b>	<b>Δ%</b>	<b>9M22</b>	<b>9M21</b>	<b>Δ%</b>
Despesas com Pessoal	(25,8)	(22,3)	15,7%	(75,9)	(64,9)	17,0%
Alocação Projetos de E&P	15,1	10,1	49,0%	35,7	27,6	29,3%
Outras Despesas Administrativas	(18,4)	(8,5)	116,5%	(52,5)	(25,4)	106,4%
<b>TOTAL</b>	<b>(29,0)</b>	<b>(20,7)</b>	<b>40,1%</b>	<b>(92,7)</b>	<b>(62,7)</b>	<b>47,8%</b>

As Despesas Gerais e Administrativas (G&A) aumentaram de 15,7% no 3T22 em relação ao 3T21. Esse resultado reflete custos não recorrentes incorridos com consultorias, além de gastos relacionados à implementação do SAP e custo de pessoal.

### OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

No 3T22, as outras receitas (despesas) operacionais totalizaram saldo negativo de R\$ 3,5 milhões frente ao saldo positivo de R\$ 9,1 milhões no 3T21. Neste trimestre, o resultado foi impactado, dentre outros fatores, pela amortização dos seguros referente à reforma do FPSO para o Sistema Definitivo do Campo de Atlanta.



No período de 9M22, as outras receitas (despesas) operacionais apresentaram saldo líquido negativo de R\$ 7,9 milhões, comparáveis a saldo líquido positivo de R\$ 847,0 milhões em 9M21, quando foram registrados os seguintes efeitos 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 referentes ao acordo celebrado com a Dommo, que extinguiu todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta; e (iii) R\$ 7,1 milhões referentes aos créditos fiscais complementares da exclusão de ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS.

## RENTABILIDADE

### EBITDA & EBITDAX (R\$ milhões)

	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>51,3</b>	<b>438,7</b>	<b>-88,3%</b>	<b>830,4</b>	<b>1.629,2</b>	<b>-49,0%</b>
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais <sup>(2)</sup>	(4,6)	0,1	NA	139,1	37,2	274,0%
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>46,7</b>	<b>438,8</b>	<b>-89,4%</b>	<b>969,6</b>	<b>1.666,4</b>	<b>-41,8%</b>
Margem EBITDA <sup>(4)</sup>	30,7%	74,6%	-43,9 p.p.	54,7%	145,7%	-91,0 p.p.
Margem EBITDAX <sup>(5)</sup>	28,0%	74,6%	-46,6 p.p.	63,9%	149,0%	-85,1 p.p.

Nota: Dados não auditados.

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

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

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

(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

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

O EBITDAX do 3T22 atingiu R\$ 46,7 milhões, 89,4% menor que o montante do 3T21. Nos 9M22, o EBITDAX também registrou queda na comparação aos 9M21, quando houve contabilização da totalidade do valor justo da participação de 50% do Campo de Atlanta ocorrida no 2T21, o que beneficiou o indicador naquele período em R\$ 821,3 milhões. Excluindo este efeito não recorrente, o EBITDAX dos 9M22 compara-se a um valor ajustado de R\$ 845,1 milhões no período 9M21, aumento de 14,8% entre os períodos.

## RESULTADO FINANCEIRO

No trimestre, o resultado financeiro líquido foi positivo em R\$ 38,3 milhões, comparado ao saldo negativo de R\$ 6,5 milhões no 3T21, beneficiado pela valorização do dólar em relação ao real, que foi de 3% no período, impactando principalmente a posição de caixa mantida em moeda estrangeira. Em 30 de setembro de 2022, a Companhia detinha aproximadamente 93% de seu caixa em dólar, ante 60% ao final de 2021. O objetivo desse aumento é proteger a capacidade de investimento, especialmente no Sistema Definitivo de Atlanta.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 3T22 encerrou com saldo positivo de R\$ 54,3 milhões. O aumento deve-se principalmente à variação cambial positiva decorrente do caixa dolarizado.

**LUCRO LÍQUIDO**

(R\$ milhões)	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>51,3</b>	<b>438,7</b>	<b>-88,3%</b>	<b>830,4</b>	<b>1.629,2</b>	<b>-49,0%</b>
Amortização	(63,3)	(273,4)	-76,8%	(398,1)	(519,7)	-23,4%
Resultado Financeiro	38,3	(6,5)	-689,2%	(160,8)	(39,0)	312,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(7,4)	(24,9)	-69,9%	(70,2)	(316,6)	-77,8%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>18,9</b>	<b>134,0</b>	<b>-85,9%</b>	<b>201,3</b>	<b>753,9</b>	<b>-73,3%</b>

<sup>(1)</sup> 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 3T22, a queda de cerca de 86% no lucro líquido na comparação anual reflete o impacto da parada programada do campo de Atlanta sobre o resultado operacional.

(R\$ milhões)	3T22 Ex-IFRS	3T21 Ex-IFRS	Δ%	9M22 Ex-IFRS	9M21 Ex-IFRS	Δ%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>(4,8)</b>	<b>311,2</b>	<b>-101,5%</b>	<b>538,0</b>	<b>1.191,9</b>	<b>-54,9%</b>
Amortização	(21,6)	(181,3)	-88,1%	(178,4)	(181,3)	-1,6%
Resultado Financeiro	54,3	85,0	-36,1%	(160,0)	61,4	-360,6%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(5,9)	(40,3)	-85,4%	(43,7)	(312,3)	-86,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>22,0</b>	<b>174,6</b>	<b>-87,4%</b>	<b>155,9</b>	<b>759,7</b>	<b>-79,5%</b>

<sup>(1)</sup> 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.

**Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa****POSIÇÃO DE CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)**

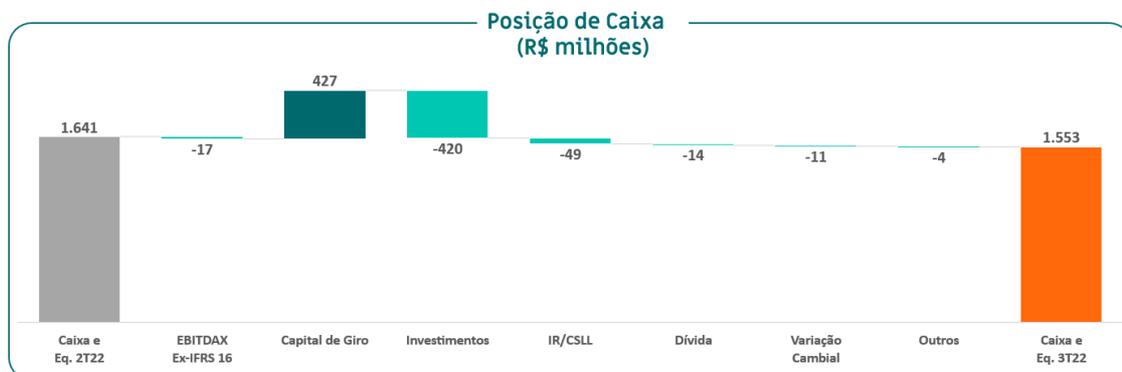
O saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários da Companhia em 30 de setembro de 2022 totalizou R\$ 1,5 bilhão, 5,3% inferior ao 2T22, sendo o caixa aplicado majoritariamente: (i) no desenvolvimento do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta, totalizando investimentos de R\$ 363 milhões no trimestre (aproximadamente US\$ 71 milhões); (ii) no custeio relacionado ao Sistema de Produção Antecipada, incluindo dispêndios com a parada programada no montante de R\$ 101 milhões. A receita financeira contribuiu com R\$ 20,7 milhões para a geração de caixa a partir de rendimentos de aplicações financeiras. O EBITDA do 3T22 foi de R\$ 51,3 milhões.

Em 30 de setembro de 2022, cerca de 93% dos recursos da Companhia estavam indexados ao dólar norte-americano, rentabilizando 2,3% a.a.. A alocação do caixa àquela moeda faz parte da política de hedge da Companhia, que prevê a manutenção da capacidade de investimento em dólares, uma vez que o investimento na implementação do SD de Atlanta é principalmente em moeda estrangeira.



Outros 7% do caixa e equivalentes estão aplicados em instrumentos de renda fixa em Reais com perfil conservador. O retorno anual das aplicações foi, em média, de 103% do CDI.

No 3T22, o CAPEX realizado totalizou US\$ 82,6 milhões (aproximadamente R\$ 420 milhões), sendo US\$ 91,0 milhões destinados ao Campo de Atlanta, parcialmente compensados por reembolso de investimentos carregados pela Enauta para seus parceiros no bloco SEAL-M-428 no total de US\$ 8,4 milhões.



## ENDIVIDAMENTO

(R\$ milhões)	3T22	3T21	Δ%	2T22	Δ%
Dívida Total	121,8	174,8	-30,3%	135,1	-9,8%
Saldo de Caixa*	1.553,1	2.418,8	-35,8%	1.640,5	-5,3%
Dívida Líquida Total	(1.431,3)	(2.237,8)	-164,0%	(1.505,4)	-195,1%
Dívida Líquida/EBITDAX	(0,6)	(1,2)	0,6	(0,6)	0,0

\* Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

Em 30 de setembro de 2022 o endividamento total da Companhia era de R\$ 121,8 milhões, comparado a R\$ 135,1 milhões registrados em 30 de junho de 2022, impactados pelas amortizações de principal e juros realizadas no trimestre. 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 financiamento do BNB, cujo vencimento é setembro de 2026, deverá ter o vencimento antecipado após a conclusão da saída definitiva do Bloco CAL-M-372 e montantes colateralizados (saldo restrito de R\$ 77,4 milhões ao final do 3T22) serão liberados, reduzindo impacto no caixa disponível da Companhia.

Continuamos analisando oportunidades e fontes de financiamento em reais e em moedas estrangeiras para financiar nossas necessidades de investimento.

## Outros Eventos Corporativos

### AQUISIÇÃO DE 100% DA BARRA ENERGIA

A Companhia concluiu a aquisição da Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda., agora Enauta Petróleo e Gás Ltda., reconhecendo esta transação como uma aquisição de ativo em 30 de setembro de 2022.

A Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. era antiga parceira da Companhia em uma operação conjunta ("joint operation") no Campo de Atlanta e pertencia ao FR Barra 1 S.à.r.l. ("Fundo Barra"), que ofereceu a aquisição da Barra Energia à Enauta que aceitou a adquire-



la em definitivo. Com essa decisão, a Companhia passou a controlar 100% da Barra Energia. Nesta transação, a contraprestação transferida foi equivalente a R\$ 3,3 milhões, que representavam créditos da Companhia com esta sociedade.

A operação se enquadra na adequação da estrutura societária da Companhia ainda como desdobramento da assunção de participação na Concessão BS-4. Vale destacar que a Barra Energia não possui mais atividades operacionais e atualmente o bloco é operado pela Enauta Energia SA.

## Mercado de Capitais

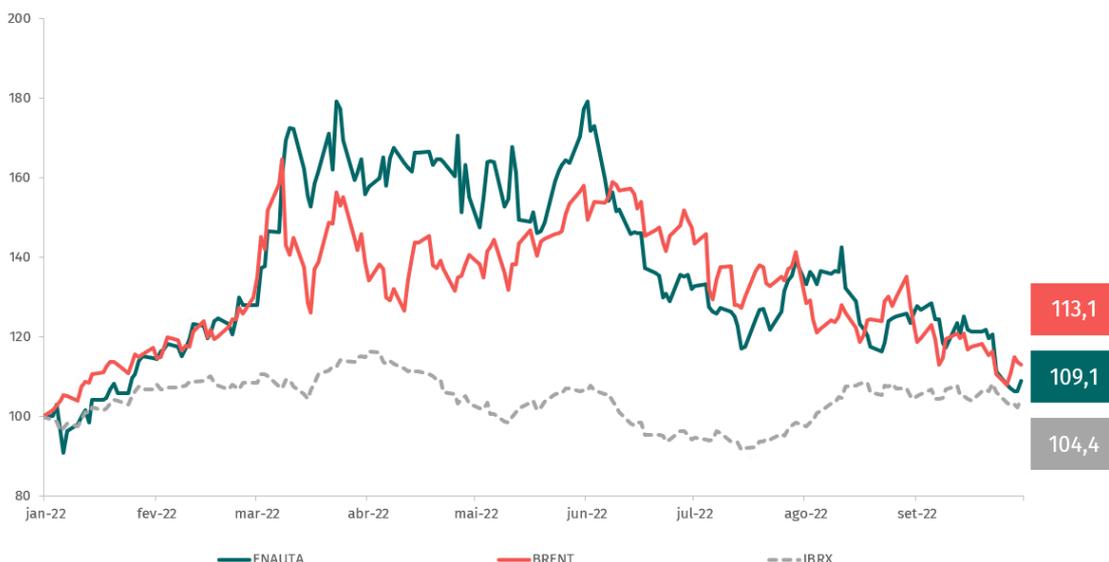
A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 3T22 cotada a R\$ 14,52, correspondendo ao valor de mercado de R\$ 3,9 bilhões, desvalorização de 17,4% em relação à cotação registrada em 30 de junho de 2022 e retorno total ao acionista de 18,3% no ano de 2022.

Em setembro de 2022, as ações da Companhia passaram a integrar, até o final de dezembro de 2022, o índice IBrX 100 da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”). O índice representa o desempenho médio de uma carteira teórica de 100 ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro. O ingresso em um novo índice é marco importante para a Companhia e reforça o nosso compromisso de gerar valor aos nossos acionistas.

Em 30 de setembro de 2022, 74% das ações do free float da Companhia pertenciam a investidores institucionais e 26% a pessoas físicas, totalizando mais de 40 mil acionistas, número consideravelmente superior ao dos últimos anos. Dos investidores institucionais, aproximadamente 35% eram fundos estrangeiros.

ENAT3	30/set/2022
Market Cap (R\$ bilhões)	3,86
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	5,2%
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	17,67
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	14,52
Volume médio diário de negociação no 3T22 (R\$ milhões)	23,52

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





## Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE (R\$ milhões)	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>166,8</b>	<b>588,3</b>	<b>-71,6%</b>	<b>1.518,2</b>	<b>1.118,4</b>	<b>35,8%</b>
Custos	(139,8)	(400,1)	-65,1%	(815,6)	(717,8)	13,6%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>27,1</b>	<b>188,2</b>	<b>-85,6%</b>	<b>702,7</b>	<b>400,6</b>	<b>75,4%</b>
<b>Receitas (Despesas) operacionais</b>						
Despesas gerais e administrativas	(29,0)	(20,7)	40,0%	(92,7)	(62,7)	47,8%
Equivalência patrimonial	0,0	(0,1)	-100,0%	0,0	(0,3)	-100,0%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(6,6)	(11,2)	-41,5%	(169,7)	(75,1)	126,1%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(3,5)	9,1	-138,0%	(7,9)	847,0	-100,9%
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>(12,0)</b>	<b>165,3</b>	<b>-107,2%</b>	<b>432,3</b>	<b>1.109,5</b>	<b>-61,0%</b>
Resultado financeiro líquido	38,3	(6,5)	-691,1%	(160,8)	(39,0)	311,9%
<b>Resultado antes dos impostos e contribuição social</b>	<b>26,3</b>	<b>158,8</b>	<b>-83,4%</b>	<b>271,6</b>	<b>1.070,5</b>	<b>-74,6%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(7,5)	(24,9)	-70,1%	(70,3)	(316,6)	-77,8%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>18,9</b>	<b>134,0</b>	<b>-85,9%</b>	<b>201,3</b>	<b>753,9</b>	<b>-73,3%</b>
<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>562,8</b>	<b>491,8</b>	<b>14,4%</b>	<b>981,1</b>	<b>668,6</b>	<b>46,7%</b>
<b>EBITDAX<sup>(1)</sup></b>	<b>46,7</b>	<b>438,8</b>	<b>-89,4%</b>	<b>969,6</b>	<b>1.666,4</b>	<b>-41,8%</b>

<sup>(1)</sup> 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. Informação não auditada pelos nossos auditores independentes.

O IFRS-16 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 auditada pelos auditores independentes, não constam das informações contábeis intermediárias da Companhia.



DRE (R\$ milhões)	3T22 Ex- IFRS	3T21 Ex- IFRS	Δ%	9M22 Ex- IFRS	9M21 Ex- IFRS	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	166,8	588,3	-71,6%	1.518,2	1.118,4	35,7%
Custos	(154,3)	(435,5)	-64,6%	(888,1)	(816,7)	8,7%
<b>Lucro Bruto</b>	12,5	152,8	-91,8%	630,1	301,7	108,8%
<b>Receitas (Despesas) operacionais</b>						
Despesas gerais e administrativas	(28,8)	(20,7)	39,1%	(92,8)	(62,8)	47,8%
Equivalência patrimonial	-	(0,1)	NA	-	(0,3)	NA
Gastos exploratórios de óleo e gás	(6,6)	(11,2)	-41,1%	(169,7)	(75,1)	126,0%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(3,5)	9,1	-138,5%	(7,9)	847,0	-100,9%
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>(26,4)</b>	<b>129,9</b>	<b>-120,3%</b>	<b>359,7</b>	<b>1.010,6</b>	<b>-64,4%</b>
Resultado financeiro líquido	54,3	85,0	-36,1%	(160,0)	61,4	-360,6%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	28,0	214,9	-87,0%	199,7	1.072,0	-81,4%
Imposto de renda e contribuição social	(6,0)	(40,3)	-85,1%	(43,8)	(312,3)	-86,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>22,0</b>	<b>174,6</b>	<b>-87,4%</b>	<b>155,9</b>	<b>759,7</b>	<b>-79,5%</b>

EBITDAX (R\$ milhões)	3T22 Ex- IFRS	3T21 Ex- IFRS	Δ%	9M22 Ex- IFRS	9M21 Ex- IFRS	Δ%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>22,0</b>	<b>174,6</b>	<b>-87,4%</b>	<b>155,9</b>	<b>759,7</b>	<b>-79,5%</b>
Amortização	(21,6)	(181,3)	-88,1%	(178,4)	(181,3)	-1,6%
Resultado Financeiro	54,3	85,0	-36,1%	(160,0)	61,4	-360,6%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(5,9)	(40,3)	-85,4%	(43,7)	(312,3)	-86,0%
<b>EBITDA</b>	<b>(4,8)</b>	<b>311,2</b>	<b>-101,5%</b>	<b>538,0</b>	<b>1.191,9</b>	<b>-54,9%</b>
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	(4,6)	(0,1)	NA	139,1	(0,1)	NA
<b>EBITDAX</b>	<b>(0,2)</b>	<b>311,3</b>	<b>-100,1%</b>	<b>398,9</b>	<b>1.192,0</b>	<b>-66,5%</b>
Margem EBITDA	-2,9%	52,9%	-55,8 p.p.	35,4%	106,6%	-71,2 p.p.
Margem EBITDAX	-0,1%	52,9%	-53,0 p.p.	26,3%	106,6%	-80,3 p.p.



## Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ milhões)	3T22	2T22	Δ%
<b>Ativo Circulante</b>	<b>1.808,2</b>	<b>2.335,6</b>	<b>-22,6%</b>
Caixa e equivalente de caixa	306,4	1.635,7	-81,3%
Aplicações financeiras	1.246,7	4,8	NA
Contas a receber	139,0	541,4	-74,3%
Créditos com parceiros	0,8	50,6	-98,4%
Estoques	82,1	52,5	56,4%
Impostos e contribuição a recuperar	7,1	3,2	121,9%
Instrumentos Financeiros Derivativos	1,2	3,4	-64,7%
Outros	24,9	44,0	-43,4%
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>4.287,1</b>	<b>3.657,2</b>	<b>17,2%</b>
Caixa restrito	370,6	355,1	4,4%
Impostos a recuperar	73,3	71,9	1,9%
Imobilizado	2.485,5	1.909,9	30,1%
Intangível	766,0	767,0	-0,1%
Arrendamentos	358,3	457,3	-21,6%
Outros ativos não circulantes	233,2	96,1	142,7%
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>6.095,3</b>	<b>5.992,8</b>	<b>1,7%</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>1.072,8</b>	<b>889,4</b>	<b>20,6%</b>
Fornecedores	513,6	188,8	172,0%
Arrendamentos	287,9	363,9	-20,9%
Impostos e contribuição a recolher	40,1	89,1	-55,0%
Remuneração e obrigações sociais	21,2	35,1	-39,6%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,0	0,0	NA
Empréstimos e financiamentos	121,8	126,3	-3,6%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	0,01	0,0	NA
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	2,2	2,2	0,0%
Provisão de multas	40,8	41,4	-1,4%
Seguros a pagar	36,4	34,0	7,1%
Adiantamento de terceiros	0,1	0,0	NA
Obrigações de Consórcio	7,3	7,3	0,0%
Outras obrigações	1,2	35,2	96,6%
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>1.040,1</b>	<b>1.180,9</b>	<b>-11,9%</b>
Fornecedores	0,0	115,5	-100,0%
Arrendamentos - direito de uso	126,0	149,4	-15,7%
Obrigações Fiscais a Pagar	9,7	9,3	4,3%
Empréstimos e financiamentos	0,0	8,8	-100,0%
Provisão para abandono	705,0	675,5	4,4%
Provisão para contingência	141,5	0,1	NA
Outras contas a pagar	57,9	57,9	0,0
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,1	164,4	-99,9%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>3.982,4</b>	<b>3.922,4</b>	<b>1,5%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	175,4	134,3	30,6%
Reserva de Lucros	1.522,0	1.522,0	0,0%
Reserva de Capital	29,9	29,9	0,0%
Ações em Tesouraria	(24,4)	(24,4)	0,0%
Lucro líquido do período	201,3	182,4	10,4%
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>6.095,3</b>	<b>5.992,8</b>	<b>1,7%</b>



## Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>18,9</b>	<b>134,0</b>	<b>-85,9%</b>	<b>201,3</b>	<b>753,9</b>	<b>-73,3%</b>
<b>AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
Equivalência Patrimonial	0,0	0,1	-100,0%	0,0	0,3	-100,0%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento – IFRS 16	45,5	84,0	-45,8%	223,5	179,3	24,7%
Amortização e depreciação	17,9	190,2	-90,6%	174,8	372,1	-53,0%
Variação Cambial – IFRS16	10,2	43,2	-76,4%	(26,4)	56,2	-147,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(23,0)	(30,1)	-23,6%	(55,8)	251,0	-122,2%
Encargos financeiros IFRS 16	6,5	56,6	-88,5%	23,5	34,6	-32,1%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	1,8	2,2	-18,2%	5,3	7,1	-25,4%
Encargos provisão de abandono	1,4	0,0	NA	5,2	0,0	NA
Aumento de participação em consórcio	0,0	0,1	-100,0%	0,0	-821,3	-100,0%
Baixa de imobilizado	0,2	0,2	0,0%	97,1	10,3	842,7%
Despesa com plano de ação	0,0	0,0	NA	0,0	5,8	-100,0%
Provisão para imposto renda e contribuição social	30,4	55,0	-44,7%	126,0	65,7	91,8%
Outras provisões	(0,6)	0,0	NA	2,1	0,0	NA
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,0	1,3	-100,0%	0,0	1,2	-100,0%
<b>(Aumento) redução nos ativos operacionais:</b>	<b>360,0</b>	<b>(101,6)</b>	<b>-454,3%</b>	<b>557,7</b>	<b>(328,6)</b>	<b>-269,7%</b>
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais:</b>	<b>93,6</b>	<b>56,8</b>	<b>64,9%</b>	<b>(353,3)</b>	<b>81,2</b>	<b>-535,1%</b>
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>562,8</b>	<b>491,8</b>	<b>14,4%</b>	<b>981,1</b>	<b>668,6</b>	<b>46,7%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(524,3)	(450,1)	16,5%	569,6	(310,8)	-283,3%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(127,8)	(144,2)	-11,4%	(830,2)	(375,1)	121,3%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	6,7	(6,8)	-198,5%	2,2	(4,3)	-151,2%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(82,6)	(109,3)	-24,4%	722,7	(21,5)	NA
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>1.635,7</b>	<b>191,0</b>	<b>756,4%</b>	<b>830,4</b>	<b>103,2</b>	<b>704,7%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no final do período</b>	<b>1.553,1</b>	<b>81,7</b>	<b>NA</b>	<b>1.553,1</b>	<b>81,7</b>	<b>NA</b>
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(82,6)</b>	<b>(109,3)</b>	<b>-24,4%</b>	<b>722,7</b>	<b>(21,5)</b>	<b>NA</b>



## Anexo IV | Glossário

<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>Águas Profundas</b>	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
<b>Águas Rasas</b>	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
<b>Águas Ultra profundas</b>	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
<b>Bacia</b>	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
<b>Bloco(s)</b>	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.
<b>Boe ou Barril de óleo equivalente</b>	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m <sup>3</sup> de gás equivale a 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado, e 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
<b>Bbl</b>	Barril de óleo
<b>Concessão</b>	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.
<b>Completação</b>	Completação de um poço de petróleo refere-se a um conjunto de operações destinadas a equipar o poço e colocá-lo para produzir óleo ou gás, ou ainda, injetar fluidos nos reservatórios.
<b>Descoberta</b>	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.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>Farm-in e Farm-out</b>	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> .
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>FPSO</b>	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.
<b>Free on Board (FOB)</b>	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.
<b>Mecanismo de Preço Netback</b>	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.
<b>Operador(a)</b>	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.
<b>Oferta Permanente</b>	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.
<b>Prospecto(s) Exploratório(s)</b>	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.
<b>Recursos Contingentes</b>	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.
<b>Recursos Prospectivos Riscados</b>	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
<b>Reservas</b>	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.
<b>Reservas 1P</b>	Soma de reservas provadas.
<b>Reservas 2P</b>	Soma de reservas provadas e prováveis.
<b>Reservas 3P</b>	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
<b>Reservas Possíveis</b>	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
<b>Reservas Provadas</b>	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

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](mailto:ri@enauta.com.br)  
[www.enauta.com.br/ri](http://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](http://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](http://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