

Produção & Vendas 4T23



*FPSO Sepetiba
1º óleo em
dezembro de 2023*

Destques de produção e vendas no 4T23

Rio de Janeiro, 08 de fevereiro de 2024

Em 2023, entregamos um excelente desempenho operacional no *upstream*, atingindo todas as projeções de produção para o ano. A produção anual total de óleo e gás natural, de 2,782 MMboed, ficou 3,7% acima da produção registrada em 2022. Nossos bons resultados foram possíveis, principalmente, em função da entrada em operação dos FPSOs Almirante Barroso, Anna Nery e Anita Garibaldi, bem como do atingimento do topo de produção da P-71 e do FPSO Guanabara. Outro fator que contribuiu para este resultado foi a entrada em produção de novos poços nas Bacias de Campos e Santos. Também alcançamos recorde anual na produção operada, com média de 3,87 MMboed, 6,2% acima do registrado em 2022.

Destacamos a entrada em operação de 4 novos sistemas de produção no ano:

- FPSO Anna Nery, em 7 de maio: primeira unidade do projeto de revitalização de Marlim e Voador a entrar em operação, o FPSO tem capacidade para produzir até 70 Mbd de óleo e processar 4 MMm³ de gás natural por dia e já atingiu, em dezembro de 2023, produção média de óleo de 44 Mbd.
- FPSO Almirante Barroso, em 31 de maio: quinta unidade a entrar em operação no campo de Búzios, com capacidade de produzir diariamente até 150 Mbd de óleo e 6 MMm³ de gás natural, a unidade, atualmente com 3 poços produtores, atingiu a capacidade nominal de projeto em outubro de 2023, menos de 5 meses após o 1º óleo, um recorde no pré-sal.
- FPSO Anita Garibaldi, em 16 de agosto: segunda unidade do projeto de revitalização dos campos Marlim e Voador a entrar em operação, o FPSO tem capacidade para produzir até 80 Mbd de óleo e para processar 7 MMm³ de gás natural por dia, e irá operar, simultaneamente, no pós-sal e no pré-sal dos campos mencionados. Atualmente, temos 3 poços produtores em operação.
- FPSO Sepetiba, em 31 de dezembro: Esse é o segundo sistema definitivo de produção de Mero, com capacidade para produzir diariamente até 180 Mbd de óleo e processar até 12 MMm³ de gás. O FPSO está equipado com tecnologias inovadoras que combinam aumento de eficiência e redução de emissões de gases de efeito estufa, incluindo o CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*), na qual o gás rico em CO₂ é reinjetado no reservatório, reduzindo as emissões para a atmosfera. *"Nosso projeto, que associa CCUS à recuperação avançada de petróleo, é o maior do mundo em capacidade anual de reinjeção de CO₂, viabilizando a produção com menor emissão por barril produzido. A entrada em operação de novos FPSOs com essa tecnologia contribuirá para atingirmos nosso compromisso de reinjetar 80 milhões de toneladas de CO₂ até 2025. Atualmente, 24 plataformas que operam no pré-sal da Bacia de Santos são equipadas com o CCUS-EOR."*, ressaltou Carlos Travassos, Diretor de Engenharia, Tecnologia e Inovação.

Atingimos, no ano de 2023, diversos recordes de produção, dentre os quais destacamos os seguintes recordes anuais:

- Produção total operada: 3,87 MMboed (recorde anterior de 3,64 MMboed em 2022).
- Produção própria no pré-sal: 2,17 MMboed (recorde anterior de 1,97 MMboed em 2022).
- IUGA (Índice de Utilização do Gás Associado): 97,6% (recorde anterior de 97,3% em 2022).

No 4T23, a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançou 2,94 MMboed, 2,0% acima do 3T23, em função, principalmente, do *ramp-up* das plataformas P-71, no campo de Itapu, FPSO Almirante Barroso, no campo de Búzios e dos FPSOs Anna Nery e Anita Garibaldi, nos campos de Marlim e Voador. Também contribuiu para o resultado do 4T23 a entrada de 4 novos poços de projetos complementares nas Bacias de Campos e Santos. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo declínio natural de campos maduros.

Recordes no trimestre (4T23):

- Produção total operada: 4,05 MMboed (recorde anterior de 3,98 MMboed no 3T23).
- Produção própria no pré-sal: 2,33 MMboed (recorde anterior de 2,25 MMboed no 3T23), que representa 79% da produção total da Petrobras.
- IUGA (Índice de Utilização do Gás Associado): 98,0% (recorde anterior de 97,6% no 1T22), contribuindo de forma significativa para a redução das emissões e maior eficiência em carbono.

No segmento de Refino, Transporte e Comercialização, o fator de utilização total (FUT) do parque do refino foi de 92% em 2023, 4 p.p. acima de 2022, mesmo com a realização de relevantes paradas programadas ao longo do ano nas refinarias REFAP, RPBC, REDUC e REGAP. Em relação a 2022, aumentamos a participação de diesel, gasolina e QAV em 2 p.p., alcançando 68% da produção total, fruto de ações de otimização de processos. A produção total de derivados foi de 1.772 Mbpd em 2023, 2% acima da produção de 2022. Esse crescimento garantiu a melhor alocação do óleo nacional e permitiu atender o mercado com os derivados produzidos no Brasil, reduzindo as importações.

Em 2023, alcançamos novo recorde de processamento de óleos do pré-sal, que representaram 65% da carga processada no Refino, 3 p.p. acima do resultado de 2022. O pré-sal possui uma combinação de alta produtividade, petróleo com menor pegada de carbono e maior rendimento de diesel, gasolina e QAV.

As vendas de diesel S-10 atingiram um novo recorde, representando 62% das vendas totais de diesel, com uma comercialização de 463 Mbpd. Acompanhando as vendas, atingimos recorde anual de produção de diesel S-10 em 2023 com 428 Mbpd produzidos.

Com os investimentos do Programa RefTOP e ações de otimização, alcançamos em 2023 os melhores resultados históricos das refinarias em Intensidade Energética (103,7 ou 3,8 pontos abaixo do resultado de 2022), e Intensidade de Emissão de Gases do Efeito Estufa (36,8 kgCO₂ eq/CWT, redução de 3% em relação a 2022), evidenciando o compromisso da empresa com a redução da intensidade de carbono das suas operações.

No Programa BioRefino, estabelecemos nova parceria comercial para fornecimento de diesel com conteúdo renovável, que permitirá pela primeira vez que empresas transportadoras abasteçam seus veículos com este combustível em postos selecionados. Ampliamos os testes a fim de aumentar a capacidade de produção do combustível no nosso parque de refino. Além da REPAR, que já faz a comercialização do produto, realizamos testes na RPBC, REDUC e REPLAN, que já estão aptas à produção do Diesel R5. Segundo o diretor de Processos Industriais e Produtos, William França, este é um marco na trajetória de descarbonização da Petrobras. “Coerentes com as demandas da sociedade e com um mundo em transformação, estamos adaptando nossas refinarias com unidades de coprocessamento, a partir de correntes

renováveis. Nosso compromisso é com a transição energética justa e a sustentabilidade cada vez maior de nossos produtos”.

Com tecnologia desenvolvida pela Petrobras, obtivemos um marco histórico ao processar pela primeira vez 100% de matéria prima renovável, em parceria com a Refinaria Riograndense, gerando produtos químicos integralmente renováveis. Vale destacar que este processamento realizado em unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC) é o primeiro do mundo. Adicionalmente, realizamos novo teste de combustível marítimo com conteúdo renovável, com percentual de redução de emissões em torno de 19% em comparação ao bunker 100% mineral.

No segmento de Gás & Energias de Baixo Carbono, fechamos o ano de 2023 com o melhor resultado histórico anual da taxa de queima em tocha dos ativos de Processamento de Gás Natural (0,16%). Entre 2017 e 2023, houve uma redução de 78% no indicador, passando de patamares de 0,72% para 0,16% e entre 2022 e 2023, a redução foi de 15%. Este resultado demonstra consistência na melhoria contínua do indicador no período, estimada em 971 mil toneladas de CO₂ eq que deixaram de ser emitidas, desde 2017.

Firmamos novos contratos de gás natural com as Companhias Distribuidoras de Gás do Rio de Janeiro CEG e CEG RIO, após a celebração de acordo para encerramento de litígios. Os novos contratos visam regular o suprimento de gás natural para atendimento ao mercado do Rio de Janeiro e possuem vigência até dezembro de 2034, no valor total estimado de R\$ 51,6 bilhões.

Assinamos com a Equinor Energy do Brasil Ltda. (Equinor) contratos do Sistema Integrado de Escoamento de gás natural da Bacia de Campos (SIE-BC) e de acesso à Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB). Com a assinatura destes contratos, a Equinor poderá escoar o gás natural oriundo do campo de Roncador, localizado na Bacia de Campos, a partir de 01/01/2024. Com esse contrato, cumprimos as disposições da Lei do Gás, realizando o acesso negociado às infraestruturas e viabilizando a diversificação dos agentes em todos os elos da cadeia de gás natural, por meio do compartilhamento das infraestruturas da Bacia de Santos (SIE BS e SIP), Bacia de Campos, Polo Catu (BA) e Polo Cacimbas (ES).

Celebramos novo aditivo ao contrato de compra de gás natural com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), alterando o perfil de entregas do volume total de gás contratado pela Petrobras. O aditivo prevê a manutenção do volume máximo de 20 milhões de m³ por dia, com maior flexibilização dos compromissos firmes de entrega e recebimento e traz maior segurança e previsibilidade de suprimento de gás ao mercado atendido pela Petrobras.

Concluímos novo contrato de 10 anos com a Excelerate Energy, para afretamento do regaseificador FSRU Sequoia, ao mesmo tempo em que retomamos a operação do terminal de GNL da Bahia. A contratação permite a recomposição da frota com um navio maior e mais eficiente.

Disclaimer

Estas apresentações podem conter previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia sobre condições futuras da economia, além do setor de atuação, do desempenho e dos resultados financeiros da Companhia, dentre outros. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê", "pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela Companhia e, conseqüentemente, não são garantias de resultados futuros da Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. A Companhia não se obriga a atualizar as apresentações e previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros. Os valores informados para 4T23 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.

1 - Exploração & Produção

| Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed) | 4T23 | 3T23 | 4T22 | 2023 | 2022 | Variação (%) | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| | | | | | | 4T23 X 3T23 | 4T23 X 4T22 | 2023 X 2022 |
| Óleo, LGN e gás natural - Brasil | 2.901 | 2.843 | 2.611 | 2.748 | 2.648 | 2,0 | 11,1 | 3,8 |
| Óleo e LGN (Mbpd) | 2.361 | 2.318 | 2.111 | 2.231 | 2.142 | 1,9 | 11,8 | 4,2 |
| Terra e águas rasas | 36 | 34 | 71 | 43 | 74 | 5,9 | (49,3) | (41,9) |
| Pós-sal profundo e ultra profundo | 388 | 412 | 401 | 382 | 434 | (5,8) | (3,2) | (12,0) |
| Pré-sal | 1.937 | 1.872 | 1.639 | 1.806 | 1.635 | 3,5 | 18,2 | 10,5 |
| Gás natural (Mboed) | 540 | 525 | 500 | 516 | 505 | 2,9 | 8,0 | 2,2 |
| Óleo, LGN e gás natural - exterior | 34 | 34 | 35 | 35 | 37 | - | (2,9) | (5,4) |
| Total (Mboed) | 2.935 | 2.877 | 2.646 | 2.782 | 2.684 | 2,0 | 10,9 | 3,7 |
| Total comercial (Mboed) | 2.572 | 2.537 | 2.325 | 2.444 | 2.361 | 1,4 | 10,6 | 3,5 |
| Total operada (Mboed) | 4.045 | 3.982 | 3.703 | 3.867 | 3.641 | 1,6 | 9,2 | 6,2 |

Obs.: A partir de 01/01/2023, ajustamos o fator de conversão de gás do Exterior de 1 boe = 6.000 pés cúbicos para 1 boe = 5.615 pés cúbicos.

No 4T23, tivemos uma boa performance operacional, com a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançando 2.935 Mboed, 2,0 % acima do 3T23.

A produção de óleo no pré-sal foi de 1.937 Mbpd, 3,5% superior ao 3T23, devido, principalmente, ao *ramp-up* do FPSO Almirante Barroso, no campo de Búzios, da P-71, no campo de Itapu, e do FPSO Anita Garibaldi, nos campos de Marlim e Voador, além da menor quantidade de paradas na comparação com o 3T23.

A produção do pós-sal foi de 388 Mbpd, 5,8% inferior ao 3T23, principalmente em função do maior volume de perdas com paradas e manutenções e do declínio natural de produção, fatores parcialmente compensados pelo *ramp-up* do FPSO Anna Nery e 2 novos poços de projetos complementares na Bacia de Campos, 1 deles no campo de Tartaruga Verde e outro no campo de Jubarte.

A produção em terra e águas rasas foi de 36 Mbpd, 2 Mbpd superior ao trimestre anterior, em função do menor volume de perdas com paradas e manutenções.

A produção no exterior foi de 34 Mboed, referente aos campos da Bolívia, Argentina e Estados Unidos, em linha com o 3T23.

2 – Refino, Transporte e Comercialização

| Operacional (Mbpd) | 4T23 | 3T23 | 4T22 | 2023 | 2022 | Variação (%) (*) | | |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------|----------------|----------------|
| | | | | | | 4T23 X 3T23 | 4T23 X 4T22 | 2023 X 2022 |
| Volume total de vendas no mercado interno | 1.733 | 1.821 | 1.796 | 1.744 | 1.753 | (4,8) | (3,5) | (0,5) |
| Diesel | 748 | 801 | 769 | 746 | 755 | (6,6) | (2,7) | (1,2) |
| Gasolina | 407 | 416 | 447 | 418 | 407 | (2,2) | (8,9) | 2,7 |
| Querosene de Aviação (QAV) | 105 | 105 | 104 | 104 | 98 | - | 1,0 | 6,1 |
| Nafta | 70 | 74 | 63 | 68 | 73 | (5,4) | 11,1 | (6,8) |
| Óleo Combustível | 35 | 31 | 32 | 33 | 34 | 12,9 | 9,4 | (2,9) |
| Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) | 203 | 215 | 213 | 206 | 211 | (5,6) | (4,7) | (2,4) |
| Outros | 165 | 179 | 168 | 169 | 175 | (7,8) | (1,8) | (3,4) |
| Volume de produção total | 1.798 | 1.829 | 1.724 | 1.772 | 1.743 | (1,7) | 4,3 | 1,7 |
| Diesel | 730 | 749 | 671 | 715 | 691 | (2,5) | 8,8 | 3,5 |
| Gasolina | 414 | 424 | 401 | 403 | 388 | (2,4) | 3,2 | 3,9 |
| Querosene de Aviação (QAV) | 88 | 82 | 73 | 84 | 79 | 7,3 | 20,5 | 6,3 |
| Nafta | 71 | 71 | 80 | 70 | 83 | - | (11,3) | (15,7) |
| Óleo Combustível | 204 | 185 | 216 | 207 | 215 | 10,3 | (5,6) | (3,7) |
| Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) | 122 | 130 | 121 | 123 | 116 | (6,2) | 0,8 | 6,0 |
| Outros | 169 | 188 | 163 | 172 | 171 | (10,1) | 3,7 | 0,6 |
| Carga de referência | 1.813 | 1.813 | 1.882 | 1.830 | 1.893 | - | (3,7) | (3,3) |
| Carga de destilação total ⁽¹⁾ | 1.711 | 1.736 | 1.626 | 1.681 | 1.659 | (1,4) | 5,2 | 1,3 |
| Fator de utilização total do parque de refino (%) (*) | 94% | 96% | 86% | 92% | 88% | (2,0) | 8,0 | 4,0 |
| Carga fresca processada ⁽²⁾ | 1.683 | 1.706 | 1.584 | 1.649 | 1.619 | (1,3) | 6,3 | 1,9 |
| Carga de LGN processada | 46 | 48 | 40 | 47 | 43 | (4,2) | 15,0 | 9,3 |
| Participação do óleo nacional na carga (%) (*) | 91% | 91% | 90% | 91% | 91% | - | 1,0 | - |
| Participação do óleo do pré-sal na carga (%) (*) | 65% | 65% | 60% | 65% | 62% | - | 5,0 | 3,0 |

(*) Variações em pontos percentuais.

O volume de vendas de derivados no 4T23 reduziu 4,8% em relação ao 3T23, principalmente em função do diesel, do GLP e da gasolina. A redução de 6,6% nas vendas de diesel no 4T23 em relação ao 3T23 ocorreu devido à sazonalidade do consumo, usualmente mais elevado no terceiro trimestre do ano por conta do plantio da safra de grãos de verão e da atividade industrial. As vendas de GLP também apresentaram queda de 5,6% em função de fatores sazonais, como temperaturas mais elevadas e menor atividade industrial no 4T23. Houve ainda redução de 2,2% nas vendas de gasolina, em razão, principalmente, da perda de participação do derivado para o etanol hidratado no abastecimento dos veículos flex.

A produção de derivados no 4T23 reduziu 1,7% em relação ao 3T23, em linha com o mercado. Em contrapartida a produção de óleo combustível do 4T23 foi 10,3% maior que no 3T23 em função de menor produção de asfalto devido à redução da demanda deste derivado.

Em 2023 as vendas se mantiveram estáveis em relação à 2022. Destacamos o aumento das vendas de gasolina em 2,7%, as maiores nos últimos 6 anos, impactadas pelo aumento do mercado ciclo Otto e ganho de participação em relação ao etanol hidratado em boa parte do ano.

⁽¹⁾ Considera toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5+, resíduos, reprocessamentos, inclusive de terminais.

⁽²⁾ Carga fresca processada é formada por petróleo e C5+.

O QAV seguiu a mesma trajetória de aumento de vendas, com 6,1% de crescimento, principalmente devido à recuperação econômica pós pandemia.

A redução de 1,2% nas vendas de diesel está associada principalmente ao aumento da mistura obrigatória de biodiesel de 10% para 12% ocorrido em abril de 2023 e à saída da REMAN no final de 2022.

No ano de 2023 houve aumento de 1,7% na produção em comparação com 2022, decorrente da maior utilização das refinarias e da otimização operacional, que possibilitou incrementos das produções de diesel, gasolina, QAV e asfalto, em detrimento das produções de óleo combustível e nafta.

Alcançamos em 2023 o melhor resultado de vendas e produção de asfalto desde 2014, com a comercialização de 2,5 milhões de toneladas do produto. Atingimos o recorde histórico na exportação de coque em 2023, totalizando 961 mil toneladas, 614 mil toneladas a mais que em 2020, ano do último recorde.

Compondo a linha de asfaltos mais sustentáveis, lançamos o Cimento Asfáltico de Petróleo Cap Pro W, que gera economia de energia, redução na intensidade de carbono, menores custos de pavimentação e melhores condições de trabalho, além de maior durabilidade em relação ao asfalto convencional e outros benefícios operacionais. Este produto teve a primeira entrega realizada para o mercado na REVAP em dezembro.

3 - Gás e Energias de Baixo Carbono

| | 4T23 | 3T23 | 4T22 | 2023 | 2022 | Variação (%) | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|----------------|----------------|----------------|
| | | | | | | 4T23 X 3T23 | 4T23 X 4T22 | 2023 X 2022 |
| Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão – MW médio | 1.655 | 1.655 | 2.052 | 1.655 | 2.053 | - | (19,3) | (19,4) |
| Venda de energia elétrica - MW médio | 760 | 380 | 532 | 489 | 682 | 100,0 | 42,9 | (28,3) |
| Entrega de gás nacional (MM m ³ /dia) | 32 | 35 | 34 | 33 | 35 | (8,6) | (5,9) | (5,7) |
| Regaseificação de GNL - MM m ³ /dia | 3 | 1 | 1 | 2 | 6 | 500,0 | 200,0 | (66,7) |
| Importação Bolívia de gás natural - MM m ³ /dia | 16 | 13 | 18 | 16 | 17 | 23,1 | (11,1) | (5,9) |
| Venda de gás natural e para consumo interno - MM m ³ /dia | 50 | 48 | 53 | 49 | 57 | 4,2 | (5,7) | (14,0) |

No 4T23, a venda total de energia elétrica aumentou 100% em relação ao 3T23, devido à necessidade de maior despacho termelétrico para atendimento a ponta, isto é, geração térmica para atender pico de consumo de energia e compensar a queda de oferta da geração solar e eólica ao longo do dia. As Usinas Termelétricas da Petrobras contribuem para o aumento da participação de renováveis na matriz elétrica na medida em que fornecem segurança energética ao prover flexibilidade ao Sistema Integrado Nacional.

A entrega de gás nacional apresentou redução de 3 milhões de m³/dia no 4T23 por conta de intervenções realizadas nas Rotas 1 e 2 nos meses de outubro e dezembro, sendo compensada pelo aumento da importação de gás boliviano e GNL. A venda de gás natural também aumentou no 4T23, refletindo os efeitos do maior fornecimento de gás natural ao segmento termelétrico.

Em 2023, a venda de disponibilidade térmica em leilão reduziu 19% em comparação a 2022, decorrente de encerramento de contratos e a venda total de energia elétrica reduziu 28,3%, por conta de melhores condições hidrológicas e menor necessidade de despacho termelétrico.

No ano, houve redução de 2 milhões de m³/dia no volume de gás nacional entregue pela Petrobras em comparação a 2022, decorrente da redução do volume comprado pela Petrobras junto a outros produtores nacionais. A importação de gás boliviano ocorreu conforme curva contratada e a regaseificação de GNL reduziu 67% em função da menor demanda de gás natural.

Anexo I - Volume de vendas consolidado

| Volume de vendas (Mbpd) | 4T23 | 3T23 | 4T22 | 2023 | 2022 | Variação (%) | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | | | | | | 4T23 X 3T23 | 4T23 X 4T22 | 2023 X 2022 |
| Diesel | 748 | 801 | 769 | 746 | 755 | (6,6) | (2,7) | (1,2) |
| Gasolina | 407 | 416 | 447 | 418 | 407 | (2,2) | (8,9) | 2,7 |
| QAV | 105 | 105 | 104 | 104 | 98 | - | 1,0 | 6,1 |
| Nafta | 70 | 74 | 63 | 68 | 73 | (5,4) | 11,1 | (6,8) |
| Óleo combustível | 35 | 31 | 32 | 33 | 34 | 12,9 | 9,4 | (2,9) |
| GLP | 203 | 215 | 213 | 206 | 211 | (5,6) | (4,7) | (2,4) |
| Outros | 165 | 179 | 168 | 169 | 175 | (7,8) | (1,8) | (3,4) |
| Total de derivados | 1.733 | 1.821 | 1.796 | 1.744 | 1.753 | (4,8) | (3,5) | (0,5) |
| Álcoois, nitrogenados, renováveis e outros | 5 | 4 | 3 | 4 | 3 | 25,0 | 66,7 | 33,3 |
| Petróleo | 183 | 161 | 153 | 181 | 202 | 13,7 | 19,6 | (10,4) |
| Gás natural | 230 | 222 | 277 | 226 | 305 | 3,6 | (17,0) | (25,9) |
| Total mercado interno | 2.151 | 2.208 | 2.229 | 2.155 | 2.263 | (2,6) | (3,5) | (4,8) |
| Exportação de petróleo, derivados e outros | 885 | 824 | 793 | 806 | 714 | 7,4 | 11,6 | 12,9 |
| Vendas das unidades internacionais | 36 | 37 | 50 | 45 | 56 | (2,7) | (28,0) | (19,6) |
| Total mercado externo | 921 | 861 | 843 | 851 | 770 | 7,0 | 9,3 | 10,5 |
| Total geral | 3.072 | 3.069 | 3.072 | 3.006 | 3.033 | 0,1 | - | (0,9) |

Anexo II - Exportação e Importação Líquida

| Mil barris por dia (Mbpd) | 4T23 | 3T23 | 4T22 | 2023 | 2022 | Variação (%) | | |
|--|------|------|------|------|------|--------------|-------------|-------------|
| | | | | | | 4T23 X 3T23 | 4T23 X 4T22 | 2023 X 2022 |
| Exportação (importação) líquida | 621 | 529 | 357 | 485 | 321 | 17,4 | 73,9 | 51,1 |
| Importação | 264 | 294 | 436 | 321 | 393 | (10,2) | (39,4) | (18,3) |
| Petróleo | 139 | 152 | 183 | 156 | 164 | (8,6) | (24,0) | (4,9) |
| Diesel | 43 | 46 | 127 | 63 | 118 | (6,5) | (66,1) | (46,6) |
| Gasolina | 24 | 41 | 46 | 39 | 25 | (41,5) | (47,8) | 56,0 |
| GLP | 40 | 39 | 54 | 45 | 63 | 2,6 | (25,9) | (28,6) |
| Outros derivados | 18 | 16 | 26 | 18 | 23 | 12,5 | (30,8) | (21,7) |
| Exportação | 885 | 823 | 793 | 806 | 714 | 7,5 | 11,6 | 12,9 |
| Petróleo | 634 | 599 | 614 | 594 | 513 | 5,8 | 3,3 | 15,8 |
| Óleo Combustível | 161 | 171 | 174 | 161 | 181 | (5,8) | (7,5) | (11,0) |
| Outros derivados | 90 | 53 | 5 | 51 | 20 | 69,8 | 1700,0 | 155,0 |

No 4T23 as exportações aumentaram 7,5% e as importações reduziram 10% em relação ao 3T23, com destaque para o petróleo, que teve elevação de produção entre os trimestres, e para a gasolina.

Em 2023 as exportações aumentaram 13% em relação a 2022, em virtude das maiores exportações de petróleo e gasolina. No mesmo período as importações reduziram 18%, principalmente devido à menor importação de diesel, pelo aumento de produção e otimização operacional das refinarias.

No 4T23, os volumes de exportação foram diversificados entre diferentes destinos, conforme tabelas abaixo:

Anexo III - Exportações de petróleo*

| País | 4T23 | 3T23 | 4T22 |
|-----------------|------|------|------|
| China | 44% | 40% | 45% |
| Europa | 28% | 32% | 25% |
| Am Latina | 7% | 13% | 10% |
| EUA | 13% | 7% | 7% |
| Ásia (Ex China) | 8% | 7% | 7% |
| Caribe | 0% | 1% | 2% |

Anexo IV - Exportações de derivados*

| País | 4T23 | 3T23 | 4T22 |
|-----------|------|------|------|
| Cingapura | 35% | 38% | 70% |
| EUA | 50% | 44% | 16% |
| Outros | 15% | 18% | 14% |

As exportações de petróleo foram marcadas por um incremento de volume no segundo semestre de 2023. Continuamos desenvolvendo novos mercados e clientes. Em 2023, foram adicionados 26 novos pares refinador-petróleo em nossa carteira de clientes.

* Referem-se a exportações segundo o critério físico de saída da costa brasileira.