

RELATÓRIO DE PRODUÇÃO E VENDAS

4º trimestre de 2022



P-71
Campo de Itapu

Destaques de produção e vendas no 4T22

Rio de Janeiro, 08 de fevereiro de 2023

Em 2022, entregamos um excelente desempenho operacional, atingindo todas as metas de produção para o ano, com registro das seguintes marcas:

Produção	Realizada	Meta	Varição ao centro da meta
Óleo e LGN (Mbpd)	2.154	2.100 ± 4%	+ 2,6%
Óleo, LGN e gás comercial (Mboed)	2.361	2.300 ± 4%	+ 2,7%
Óleo e gás total (Mboed)	2.684	2.600 ± 4%	+ 3,2%

Em 2022, alcançamos recorde anual na produção operada, com média de 3,64 MMboed. Este resultado se deveu, principalmente, à entrada em operação do FPSO Guanabara (campo de Mero) e da P-71 (campo de Itapu), bem como à continuidade dos *ramp-ups* da P-68 (campos de Berbigão e Sururu), FPSO Carioca (campo de Sépia) e FPSO Guanabara, todos localizados no pré-sal da Bacia de Santos. Outro fator que contribuiu para este resultado foi a entrada em produção de novos poços da Bacia de Campos.

Os destaques de 2022 foram:

- Início de produção do FPSO Guanabara, primeiro sistema definitivo no campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos, em 30 de abril. Atualmente temos 4 poços produtores interligados e atingimos, em 11 de janeiro de 2023, a capacidade nominal de produção do projeto de 180 mil bpd, em apenas 8 meses após o 1º óleo.

- Início de produção da P-71, no campo de Itapu, no pré-sal da Bacia de Santos, em 21 de dezembro. O início de produção da plataforma estava programado para 2023 e foi antecipado em relação ao previsto no Plano Estratégico 2022-26. A unidade tem capacidade de processamento de óleo de 150 mil bpd e previsão de atingir a capacidade nominal de produção do projeto no 2S23.

“Fechamos 2022 com a antecipação do 1º óleo da P-71, sexta e última da série de plataformas replicantes a entrar em operação, caracterizadas por um projeto de engenharia padronizado, com alta capacidade de produção e tecnologias avançadas de operação e redução de emissões de gases de efeito estufa. Esse projeto nos trouxe aprendizados importantes que nos preparam para os desafios das próximas unidades a entrar em operação”, afirma o Diretor de Desenvolvimento da Produção, João Henrique Rittershausen.

- Atingimento da capacidade nominal de produção da plataforma P-68, nos campos de Berbigão e Sururu, em junho de 2022.

- Registro de recorde de produção mensal em uma plataforma do pré-sal, marca atingida pelo FPSO Carioca, que alcançou média de produção de óleo de 174 mil bpd em novembro.

- Registro de recorde de produção mensal de óleo em um único poço do pré-sal, marca atingida pela P-70 em novembro. Nesse mês o poço ATP-6 atingiu a marca histórica de 56,5 mil bpd, confirmando a alta produtividade do campo de Atapu.

- Recordes de IUGA (Índice de Utilização do Gás Associado) mensal e anual, com as respectivas marcas de 98,0%, atingida em outubro e 97,3%, em 2022. Esses recordes contribuem de forma significativa para a redução das emissões e maior eficiência em carbono.

- Recorde anual na produção própria do pré-sal, com média de 1,97 MMboed, representando 73% da produção total da Petrobras. Esse recorde foi viabilizado, principalmente, por *ramp-ups* e plataformas que entraram em operação no ano. Nossa produção no pré-sal vem crescendo rapidamente e o recorde registrado representa um incremento de 83% em relação ao volume que produzíamos nesta camada há 5 anos.

No 4T22, a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançou 2,65 MMboed, em linha com o 3T22, em função, principalmente, do *ramp-up* do FPSO Guanabara, dos 10 dias de produção da P-71, e de novos poços na Bacia de Campos, efeitos parcialmente compensados pelo maior volume de reduções de produção com manutenções e intervenções; pelo início do descomissionamento das plataformas P-18, P-19 e P-20, como parte do projeto de revitalização do campo de Marlim; por desinvestimentos e pela cessão de 5% da participação no contrato de partilha de produção dos volumes do excedente da cessão onerosa do Campo de Búzios para a CNOOC.

A produção total própria no pré-sal, no 4T22, foi de 1,98 MMboed, representando 75% da produção total da Petrobras. A produção total operada pela Petrobras, por sua vez, atingiu 3,70 MMboed no trimestre, 1,5% acima do trimestre anterior, devido principalmente ao *ramp-up* do FPSO Guanabara e início de produção da P-71.

Em 25 de novembro, o FPSO Anna Nery chegou à locação no Campo de Marlim. A unidade de Revitalização Marlim 2 será a primeira unidade do projeto de revitalização a entrar em operação, com 1º óleo previsto para o 1T23. A segunda unidade do projeto planejada para entrar em operação, o FPSO Anita Garibaldi, chegou no dia 26 de dezembro ao Estaleiro Jurong Aracruz (ES) para realização de comissionamento, inspeções e testes finais. A unidade tem previsão de entrada em operação no 2S23.

Também em 2023 temos a previsão do início de operação do FPSO Almirante Barroso, com entrada programada para o 2T23, e do FPSO Sepetiba, com entrada programada para o 2S23. O FPSO Almirante Barroso, a ser instalado no campo de Búzios, chegou ao Estaleiro Brasfels (RJ) em 5 de outubro para etapas de comissionamento e testes de aceitação. Já o FPSO Sepetiba, a ser instalado no campo de Mero, está em fase de integração e comissionamento dos sistemas no estaleiro BOMESC Tianjin, localizado na China.

Em 30 de novembro de 2022 concluímos a cessão de 5% da participação da Petrobras no Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios para a parceira CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (CPBL). A operação foi efetivada com a assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Partilha de Produção pelo Ministério de Minas e Energia.

O acordo é decorrente da opção de compra de parcela adicional, exercida pela CPBL em 29/09/2021, no montante de US\$ 1,9 bilhão recebido pela Petrobras em 24/11/2022. A partir de 01/12/2022, a Petrobras passou a deter 85% de participação no Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios, enquanto a CPBL deterá 10% e a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda (CNODC), 5%. Já as participações na Jazida

Compartilhada de Búzios, incluindo as parcelas do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Concessão BS-500 (100% Petrobras), serão de 88,99% da Petrobras, 7,34% da CPBL e 3,67% da CNODC

Como parte da nossa estratégia de gestão de portfólio, destacamos as principais operações do 4T22:

- Conclusão da venda das ações da Paraná Xisto S.A (Paraná Xisto) que foi constituída para deter a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul, no Paraná, para a empresa Forbes Resources Brazil Holding S.A. em 04 de novembro de 2022.
- Conclusão da venda das ações da empresa Refinaria de Manaus S.A. que foi constituída para deter a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), localizada em Manaus, no Amazonas, para a empresa Ream Participações S.A em 30 de novembro, cuja capacidade de 46 mbpd correspondia a 2,4% do total do nosso parque de refino em 2022.
- Conclusão da venda da totalidade de nossas participações no conjunto de 11 concessões de campos terrestres de produção de óleo e gás, com instalações integradas, localizadas no estado de Sergipe, denominados conjuntamente de Polo Carmópolis, para a empresa Carmo Energy S.A, em 20 de dezembro de 2022.
- Conclusão da venda da totalidade da participação no campo de produção de Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos, para a empresa 3R Petroleum Offshore S.A. (3R Offshore), no dia 22 de dezembro de 2022.

Os campos do Polo Carmópolis e Papa-Terra e a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) tiveram, em conjunto, uma produção média de 9,5 mil bpd de óleo e 131 mil m³/dia de gás, no período de janeiro a novembro de 2022.

O fator de utilização total (FUT) do parque de refino foi de 88% em 2022, 5 p.p acima de 2021, com uma participação de 66% de diesel, gasolina e QAV na produção total, 1 p.p acima de 2021. Esse FUT representa uma elevada utilização do nosso parque de refino, ainda que tenham sido realizadas paradas programadas relevantes em seis refinarias: REPLAN, REVAP, REDUC, REGAP, REPAR e RPBC. Fizemos manutenções em mais de 2 mil grandes equipamentos, respeitando os requisitos de segurança, meio ambiente e saúde.

Em 2022 os óleos do pré-sal representaram 62% da carga processada no Refino, estabelecendo novo recorde em relação ao processamento de 59% em 2021. Esses óleos proporcionam elevado rendimento de derivados de alto valor agregado e possuem baixo teor de enxofre, contribuindo para a redução de emissões.

Em 2022, seguimos com o desenvolvimento de mercado de correntes de óleo do pré-sal, de forma a maximizar o valor das exportações da Petrobras. No 4T22 realizamos a primeira exportação de Mero, abrindo um novo mercado com a Tailândia.

Búzios continua sendo a principal corrente de exportação, respondendo por quase 50% do volume exportado em 2022. A cobertura global de mercado permitiu o melhor aproveitamento das arbitragens ao longo do ano, que foi marcado por alta volatilidade e mudança dos fluxos em função da guerra da Ucrânia.

As vendas de Diesel S-10 têm crescido de forma consistente, representando 59% das vendas totais de óleo diesel em 2022 com aumento de 3 p.p. em relação a 2021. A participação do Diesel S-10 no total da produção de diesel vem acompanhando a evolução do mercado, chegando a 56% em 2022, um crescimento de 6 p.p. em relação ao ano anterior.

Obtivemos recordes de produção anual em 2022 de Diesel S-10 no parque de refino como um todo (386 mbpd) e nas refinarias REPLAN (97 mbpd), RPBC (52 mbpd), REGAP (42 mbpd), REFAP (41 mbpd) e REDUC (21 mbpd). Também foram recordes em 2022 a produção de gasolina nas refinarias RPBC (51 mbpd) e REGAP (40 mbpd) e o bunker na REPLAN (1.569 mil ton) e LUBNOR (152 mil ton).

Em 2022 as vendas de asfalto da Petrobras superaram em 22% o resultado de 2021. Em outubro, a REFAP registrou recorde de produção de asfalto de 34 mil toneladas, 19% acima do recorde mensal de 2017 e, em novembro, recorde de vendas do derivado de 30,6 mil toneladas, 36% acima do volume realizado em setembro de 2016, mês do recorde anterior. A REVAP realizou em novembro seu melhor resultado mensal de entrega de asfalto para clientes dos últimos 8 anos.

O Programa RefTOP (Refino de Classe Mundial) obteve resultados expressivos ao longo de 2022, que alavancaram a competitividade do parque de refino da Petrobras rumo a maior eficiência energética e redução de emissões. A Intensidade de Emissões de Gases de Efeito Estufa (IGEE) das refinarias seguiu em queda, de 39,7 kgCO₂e/CWT no ano de 2021 para 37,9 kgCO₂e/CWT em 2022. A Intensidade Energética reduziu de 113,1 em 2021 para 107,5 no ano de 2022. Isso contribui para uma redução no consumo de gás natural da ordem de 1 milhão m³/dia no refino em comparação a 2021.

Nas refinarias que fazem parte do Programa RefTOP (RPBC, RECAP, REPLAN, REVAP e REDUC), o resultado foi ainda mais significativo. O IGEE caiu de 38,2 kgCO₂e/CWT em 2021 para 36,6 kgCO₂e/CWT em 2022, enquanto o IIE caiu de 109,7 em 2021 para 105,4 em 2022.

Esses resultados mostram que nossas emissões estão caindo em consequência do aumento de eficiência das nossas operações. Destaca-se ainda a entrada em operação de novos projetos de investimento do RefTOP, dentre eles:

- novos permutadores de recuperação de calor do Coque-I da REPLAN, reduzindo as emissões em cerca de 9 mil t/a de CO₂ equivalente e economizando cerca de 13 mil m³/dia de gás natural;
- aumento da recuperação de calor na Caldeira Recuperadora da REVAP, com potencial de redução de emissões de cerca de 30 mil t/a de CO₂ equivalente e economia de cerca de 40 mil m³/dia de gás natural;
- sistema de recuperação de gases de topo da Destilação da REVAP, reduzindo as emissões em cerca de 900 t/ano de SO_x;
- novos dispersores de carga do FCC da REDUC, otimizando a produção de gasolina e insumos petroquímicos.

O RefTOP possui uma carteira total de 148 novos projetos, com um investimento de US\$ 0,8 bilhão.

Em 2022 lançamos no mercado o Diesel R5 com a comercialização do produto em setembro, iniciativa que compõe o Programa de BioRefino, que propõe adequar o nosso parque para a transição de baixo carbono. O Diesel R5 é um combustível com 5% de conteúdo renovável (de origem vegetal) em sua composição, voltado para o desenvolvimento de uma nova geração de produtos de menor intensidade de carbono e, com isso, menor emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE). O Diesel R5 apresentou confiabilidade e bom desempenho após seis meses de testes em ônibus em Curitiba (PR), comprovando a viabilidade para comercialização em larga escala. Adicionalmente, em dezembro a

REPAR iniciou o processo para obter a certificação internacional *Sustainability Carbon & Certification* (ISCC) do conteúdo renovável do Diesel R. Prevemos coprocessamento para produção de Diesel R nas refinarias RPBC e REPLAN, em São Paulo, e na REDUC, no Rio de Janeiro.

Em relação à RPBC, previmos no PE 23-27 uma unidade inteiramente dedicada à produção de diesel 100% renovável e BioQAV. A nova planta terá capacidade de produzir 6 mil barris por dia de cada produto, além de nafta verde, produto de interesse do segmento petroquímico para produção de plásticos renováveis.

Desenvolvemos o Asfalto CAP PRO, produto mais eficiente e sustentável e que pode ser aplicado em temperaturas significativamente menores do que as usuais, gerando economia de energia, além de possibilitar um maior uso de material reciclado de asfalto, fazendo com que esse derivado tenha emissões estimadas de carbono até 65% menores. O novo produto será implementado nas vias do país ao longo de 2023, conforme necessidade de renovação do asfalto já existente.

Em 31/12 iniciamos o primeiro teste de abastecimento de *bunker* com conteúdo renovável em navio da frota, uma mistura de 90% de volume de *bunker* de origem mineral e 10% de volume de biodiesel. A utilização do novo combustível tem o potencial de reduzir as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e o percentual estimado de redução de emissões de CO₂ equivalente dessa mistura é de cerca de 7%. O objetivo do teste é avaliar o uso do *bunker* durante dois meses e os desafios logísticos associados ao uso do produto. O navio pioneiro foi o Darcy Ribeiro, um navio da Transpetro contratado pela Petrobras.

A manobra de desatracação noturna de *very large crude carrier* (VLCC) no terminal de Angra dos Reis obteve a classificação de regular após sua conclusão sem registro de nenhum desvio à segurança das manobras e navegações realizadas. O Comitê Técnico da Praticagem do Rio de Janeiro emitiu parecer favorável à realização das manobras. A manobra experimental realizada em outubro permitiu uma redução de oito horas na taxa de ocupação de berço no píer.

Promovemos iniciativas de ampliação de nossos mercados através da nova operação de logística integrada de escoamento de Coque Verde de Petróleo por Imbituba-SC, ação implementada para exportação do produto produzido na REPLAN. Adicionalmente, abrimos um novo polo de venda de gasolina em Rondonópolis-MT, o que faz parte da estratégia de fortalecimento da presença da companhia no Centro-Oeste e, além disso, ampliamos a nossa oferta de *bunker* para terceiros no Brasil com a retomada da venda do derivado no porto de Suape no início de janeiro de 2023. Anteriormente a entrega estava restrita aos navios da frota Petrobras.

1 - Exploração & Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Óleo, LGN e gás natural - Brasil	2.611	2.609	2.663	2.648	2.732	0,1	(2,0)	(3,1)
Óleo e LGN (Mbpd)	2.111	2.115	2.151	2.142	2.211	(0,2)	(1,9)	(3,1)
Terra e águas rasas	71	71	92	74	99	-	(22,8)	(25,3)
Pós-sal profundo e ultra profundo	401	434	458	434	496	(7,6)	(12,4)	(12,5)
Pré-sal	1.639	1.609	1.601	1.635	1.616	1,9	2,4	1,2
Gás natural (Mboed)	500	494	513	505	521	1,2	(2,5)	(3,1)
Óleo, LGN e gás natural - exterior	35	35	41	37	42	-	(14,6)	(11,9)
Total (Mboed)	2.646	2.644	2.704	2.684	2.774	0,1	(2,1)	(3,2)
Total comercial (Mboed)	2.325	2.329	2.404	2.361	2.460	(0,2)	(3,3)	(4,0)
Total operada (Mboed)	3.703	3.647	3.487	3.641	3.570	1,5	6,2	2,0

No 4T22, mantivemos uma boa performance operacional, com a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançando 2.646 Mboed, praticamente em linha com o 3T22. Este resultado se deu, principalmente, em razão do *ramp-up* do FPSO Guanabara, e início de produção da P-71 e de poços novos da Bacia de Campos, parcialmente compensados pelo maior volume de perdas com manutenções e intervenções, descomissionamento de plataformas de Marlim, desinvestimentos, e pela cessão de 5% da participação no contrato de partilha de produção dos volumes do excedente da cessão onerosa do Campo de Búzios para a parceira CNOOC, em vigor desde o início de dezembro.

A produção de óleo no pré-sal foi de 1.639 Mbpd, 1,9% superior ao trimestre anterior principalmente devido ao *ramp-up* do FPSO Guanabara e início de produção da P-71, efeitos parcialmente compensados pela cessão de 5% dos volumes do excedente da cessão onerosa do campo de Búzios.

A produção do pós-sal foi de 401 Mbpd, 7,6% inferior ao trimestre anterior, principalmente em função do maior volume de perdas devido a manutenções e intervenções, das paradas para descomissionamento das plataformas P-18, P-19 e P-20, além do declínio natural de produção, efeitos parcialmente compensados pelo início de produção de novos poços na Bacia de Campos.

A produção em terra e águas rasas, por sua vez, foi de 71 Mbpd, em linha com o 3T22.

A produção no exterior foi de 35 Mboed, sendo referente aos campos da Bolívia, Argentina e Estados Unidos, em linha com o 3T22.

2 – Refino, Transporte e Comercialização

Operacional (Mbpd)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Volume de produção total	1.724	1.750	1.910	1.743	1.852	(1,5)	(9,7)	(5,9)
Volume total de vendas no mercado interno	1.796	1.798	1.848	1.753	1.806	(0,1)	(2,8)	(2,9)
Carga de referência	1.882	1.897	2.082	1.893	2.153	(0,8)	(9,6)	(12,1)
Carga fresca processada	1.584	1.629	1.798	1.619	1.740	(2,8)	(11,9)	(7,0)
Fator de utilização da carga fresca (%)*	84%	86%	86%	86%	81%	(2,0)	(2,0)	5,0
Carga de destilação total	1.626	1.669	1.824	1.659	1.775	(2,6)	(10,9)	(6,5)
Fator de utilização total do parque de refino (%)*	86%	88%	88%	88%	83%	(2,0)	(2,0)	5,0
Carga processada	1.624	1.674	1.846	1.662	1.780	(3,0)	(12,0)	(6,6)
Participação do óleo nacional na carga (**)	90%	90%	92%	91%	92%	-	(2,0)	(1,0)

As vendas de derivados no 4T22 ficaram em linha com as do 3T22, refletindo maiores vendas de gasolina e QAV e redução de vendas nos demais derivados. O aumento das vendas de gasolina ocorreu em função da sazonalidade do consumo e maior competitividade do derivado. As maiores vendas de QAV se deveram à recuperação frente ao impacto da COVID-19 no setor aéreo. Já a redução nas vendas dos demais derivados no 4T22 deve-se principalmente à sazonalidade do consumo de diesel e venda de quantidades adicionais de nafta no 3T22.

Em relação à produção de derivados, houve redução de 1,5% no 4T22 em relação ao 3T22 devido às paradas programadas das unidades de destilação e coque da REPAR e ao desinvestimento da REMAN.

A nossa produção em 2022 teve redução de somente 6% e as vendas caíram 3% quando comparadas ao ano anterior, mesmo com o desinvestimento da RLAM no final de 2021, cuja capacidade correspondia a cerca de 13% do total do nosso parque.

2.1 - Diesel

Mil barris por dia (Mbpd)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Volume de produção	671	697	732	691	726	(3,8)	(8,4)	(4,9)
Volume de vendas para o mercado interno	769	784	790	755	801	(1,9)	(2,7)	(5,8)

As vendas de diesel reduziram 2% no 4T22 em relação ao 3T22, principalmente devido à sazonalidade de consumo, mais elevado no 3T22 por conta do plantio da safra de grãos de verão e da atividade industrial. Adicionalmente, o desinvestimento da REMAN, concluído em novembro de 2022, também impactou a evolução de vendas entre trimestres. Estes efeitos foram parcialmente atenuados pela redução das importações de terceiros.

As vendas de diesel S-10 no 4T22 representaram 60,3% das vendas totais de óleo diesel, ultrapassando o registro do 3T22 de 58,6%, estabelecendo um novo recorde trimestral.

* Fator de utilização do parque de refino é calculado somente com a carga fresca, formada por petróleo e C5+. Fator de utilização total do parque de refino considera toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5+, resíduos, reprocessamentos, inclusive de terminais

** No 4T22, cerca de 11 pontos percentuais referem-se a petróleo de terceiros

Em outubro registramos recorde de vendas de Diesel S-10 na REFAP, superando em 9% o recorde anterior de julho de 2022. Adicionalmente obtivemos recorde de produção deste derivado em novembro na REPLAN e em dezembro na REFAP e na RPBC.

No 4T22, a produção de diesel apresentou redução de 3,8% em relação ao 3T22, sobretudo em função das paradas programadas das unidades de destilação e coque da REPAR.

Em 2022, as vendas de diesel caíram em relação a 2021 devido ao desinvestimento da RLAM, concluído em novembro de 2021.

2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbpd)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Volume de produção	401	391	430	388	409	2,6	(6,8)	(5,1)
Volume de vendas para o mercado interno	447	405	463	407	409	10,4	(3,5)	(0,4)

As vendas de gasolina no 4T22 aumentaram 10,4% em relação ao 3T22. Destaque para o mês de dezembro, com maiores vendas em base diária desde fevereiro de 2017 e maior venda neste referido mês desde dezembro de 2016, mesmo após os desinvestimentos da RLAM e da REMAN. O crescimento segue a sazonalidade típica do último trimestre, ocasionada pela maior movimentação de veículos leves por conta do período de fim de ano. Houve ainda ganho de participação da gasolina sobre o etanol na opção da frota flex devido ao aumento de sua competitividade. Este mesmo fator compensou o efeito dos desinvestimentos, fazendo com que as vendas totais do ano de 2022 ficassem praticamente estáveis em relação a 2021.

No 4T22, a produção de gasolina aumentou 2,6% na comparação com o 3T22 acompanhando o desempenho de mercado.

Em dezembro a REVAP bateu o recorde histórico de entrega de gasolina A para o mercado local, superando em 6,4% a marca anterior, de agosto de 2012. No acumulado do ano a refinaria bateu recorde histórico de entrega do produto, superando em 3% o recorde de 2017.

Em 2022, a produção caiu 5,1% na comparação com 2021, principalmente em função do desinvestimento da RLAM.

2.3 - Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbpd)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Volume de produção	216	205	292	215	280	5,5	(25,9)	(23,0)
Volume de vendas para o mercado interno	32	35	61	34	61	(8,6)	(47,5)	(43,9)

As vendas de óleo combustível no 4T22 registraram queda de 8,6% em relação ao 3T22, devido principalmente às menores entregas para o segmento industrial na região Norte.

Não houve vendas para geração termelétrica nos três últimos trimestres de 2022, o que explica a forte queda observada no ano de 2022 em relação ao ano de 2021.

Obtivemos recorde de produção de *bunker* em dezembro na REPLAN.

Na comparação com 2021, a produção de 2022 foi impactada principalmente pelo desinvestimento da RLAM.

2.4 - Nafta

Mil barris por dia (Mbpd)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Volume de produção	80	86	77	83	76	(6,9)	4,2	9,5
Volume de vendas para o mercado interno	63	80	67	73	69	(21,3)	(6,0)	6,5

As vendas de nafta no 4T22 registraram queda de 21,3% em relação ao 3T22 devido à venda de quantidades adicionais no Rio Grande do Sul e na Bahia no 3T22, previstas nos contratos vigentes, fato que aumentou a base de comparação.

No 4T22, a produção de nafta caiu 6,9% em comparação com o 3T22, acompanhando o desempenho das vendas.

Em decorrência de uma parada de unidade industrial petroquímica em 2021, as vendas totais de 2022 aumentaram 6,5% em relação ao ano anterior, mesmo com o desinvestimento da RLAM.

2.5 – Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbpd)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Volume de produção	121	119	126	116	122	1,4	(4,1)	(5,0)
Volume de vendas para o mercado interno	213	218	214	211	228	(2,3)	(0,5)	(7,6)

No 4T22, as vendas de GLP diminuíram 2,3% em relação ao 3T22, principalmente devido aos fatores sazonais: temperaturas médias mais elevadas e menor consumo da indústria no 4T22. A redução de 7,6% das vendas de 2022 em relação ao ano anterior é decorrente, sobretudo, do desinvestimento da RLAM e da maior participação de terceiros no mercado.

No 4T22 a produção ficou em linha com o 3T22, porém em 2022 houve uma redução de 5,0% em comparação a 2021, também em função do desinvestimento da RLAM.

No acumulado do ano a REVAP bateu recorde histórico de entrega de GLP, superando em 1,5% o recorde de 2020.

2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbpd)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Volume de produção	73	73	88	79	70	(0,6)	(17,2)	12,7
Volume de vendas para o mercado interno	104	99	92	98	74	5,1	13,0	31,7

O aumento de 5,1% das vendas de QAV do 4T22 em relação ao 3T22 deve-se, sobretudo, à recuperação contínua do mercado frente ao impacto negativo do COVID-19 no setor aéreo. O volume de vendas do 4T22 foi recorde desde o início da pandemia (2T20), mesmo com os desinvestimentos da RLAM e da REMAN. O crescimento anual de 31,7% das vendas em 2022 também é decorrente do impacto negativo da COVID-19 no setor aéreo em 2021.

No ano de 2022 a produção seguiu a tendência do aumento do volume de vendas em relação a 2021.

3 - Gás e Energia

Operacional	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão – MW médio	2.052	2.052	2383	2.053	2.438	-	(13,9)	(15,8)
Geração de energia elétrica - MW médio	658	466	3.526	859	3.419	41,2	(81,3)	(74,9)
Entrega de gás nacional (MM m ³ /dia)	34	35	44	35	43	(2,9)	(22,7)	(18,6)
Regaseificação de GNL - MM m ³ /dia	1	5	24	6	23	(80,0)	(95,8)	(73,9)
Importação Bolívia de gás natural - MM m ³ /dia	18	15	20	17	20	20,0	(10,0)	(15,0)
Venda de gás natural e para consumo interno - MM m ³ /dia	53	54	87	57	85	(3,6)	(39,1)	(32,9)

No 4T22, a geração de energia elétrica pela Petrobras aumentou 41% em relação ao 3T22, em função do retorno à operação da UTE Termorio em outubro de 2022, após realização de parada programada.

A oferta de gás natural no 4T22 se manteve no patamar de 53 MM de m³/dia, com redução de 4 MM m³/dia na regaseificação de GNL e incremento equivalente na importação de gás natural boliviano.

As vendas de gás natural e o consumo interno se mantiveram no patamar do trimestre anterior.

Em 2022, a geração de energia elétrica pela Petrobras reduziu 75% em relação ao ano de 2021, em função da recuperação dos níveis dos reservatórios. Para o mesmo período, houve redução de 16% do volume de disponibilidade em leilão, decorrente do encerramento de contratos no 4T21 e do desinvestimento das UTEs a óleo do Nordeste (Arempebe, Bahia 1 e Muricy) realizado em 2021.

Em 2022, a Petrobras assinou os contratos do primeiro leilão de reserva de capacidade do país, referente a 2.207 MW de potência. Estes contratos representam a reconstrução de 41% da capacidade do nosso parque gerador e com previsão de início em julho de 2026.

O menor volume de gás entregue pela Petrobras ao mercado em 2022, em comparação a 2021, também foi decorrente da redução de contratos de compra da Petrobras junto a produtores parceiros e terceiros, bem como pelos desinvestimentos em produção própria concluídos. Com isso, esses produtores passaram a comercializar seus volumes diretamente com as distribuidoras e consumidores livres. Nesse mesmo período, houve redução de 15% na importação de gás boliviano e 74% no volume de GNL regaseificado, alinhado ao cenário de menor despacho termelétrico a gás natural.

Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Diesel	769	784	790	755	801	(1,9)	(2,7)	(5,7)
Gasolina	447	405	463	407	409	10,4	(3,5)	(0,5)
Óleo combustível	32	35	61	34	61	(8,6)	(47,5)	(44,3)
Nafta	63	80	67	73	69	(21,3)	(6,0)	5,8
GLP	213	218	214	211	228	(2,3)	(0,5)	(7,5)
QAV	104	99	92	98	74	5,1	13,0	32,4
Outros	168	177	163	175	164	(5,1)	3,1	6,7
Total de derivados	1.796	1.798	1.850	1.753	1.806	(0,1)	(2,9)	(2,9)
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	3	3	3	3	4	-	-	(25,0)
Petróleo	153	202	83	202	24	(24,3)	84,3	741,7
Gás natural	277	295	364	305	352	(6,1)	(23,9)	(13,4)
Total mercado interno	2.229	2.298	2.300	2.263	2.186	(3,0)	(3,1)	3,5
Exportação de petróleo, derivados e outros	793	528	701	714	811	50,2	13,1	(12,0)
Vendas das unidades internacionais	50	59	53	56	46	(15,3)	(5,7)	21,7
Total mercado externo	843	587	754	770	857	43,6	11,8	(10,2)
Total geral	3.072	2.885	3.054	3.033	3.043	6,5	0,6	(0,3)

Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	4T22	3T22	4T21	2022	2021	Variação (%)		
						4T22 X 3T22	4T22 X 4T21	2022 X 2021
Exportação (importação) líquida	357	87	374	321	444	310,3	(4,5)	(27,7)
Importação	436	441	327	393	367	(1,1)	33,3	7,1
Petróleo	183	145	138	164	154	26,2	32,6	6,5
Diesel	127	171	106	118	118	(25,7)	19,8	-
Gasolina	46	26	27	25	20	76,9	70,4	25,0
GLP	54	55	40	63	65	(1,8)	35,0	(3,1)
Outros derivados	26	44	16	23	10	(40,9)	62,5	130,0
Exportação	793	528	701	714	811	50,2	13,1	(12,0)
Petróleo	614	363	440	513	575	69,1	39,5	(10,8)
Óleo Combustível	174	125	233	181	197	39,2	(25,3)	(8,1)
Outros derivados	5	40	28	20	39	(87,5)	(82,1)	(48,7)

No 4T22 a exportação líquida aumentou 310% em relação ao 3T22, principalmente devido à maior exportação de petróleo e óleo combustível em função da realização de exportações em andamento. Além disso, houve menor importação de derivados, principalmente diesel, devido à sazonalidade do consumo. A exportação líquida de 2022 teve redução de 28% em relação a 2021, principalmente devido à menor exportação de petróleo em função da redução da produção, além da menor exportação de óleo combustível devido ao desinvestimento da RLAM em 2021.

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 4T22 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.