Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras

2022

BR PETROBRAS

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Relatório da Administração 2022

Disclaimer

O Relatório da Administração busca atender aos normativos vigentes, como a Lei nº 6.404/1976 e as orientações da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Além disso, as informações financeiras contidas nesse relatório são elaboradas de acordo com o *International Financial Reporting Standards* (IFRS) e em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

Este documento pode conter previsões que refletem apenas expectativas dos nossos administradores. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê", "pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela companhia e, consequentemente, não são garantias de nossos resultados futuros. Portanto, os resultados futuros das nossas operações podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. Não nos obrigamos a atualizar tais previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros, neste documento. Por fim, ressaltamos que, buscamos realizar a divulgação e a atualização das nossas projeções em conformidade com os normativos sobre o assunto.

Os comentários da Administração sobre o nosso desempenho financeiro consideram a abrangência de cada segmento de negócio, conforme definido na Nota Explicativa 12 das Demonstrações Financeiras Petrobras.

Mensagem do Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores

Rio de Janeiro, 01 de março de 2023.

Prezados acionistas e investidores,

É com muito orgulho e um forte sentimento de dever cumprido que compartilhamos aqui os resultados de 2022. Eles sintetizam uma longa trajetória de superação de enormes desafios, gestão eficiente, escolhas estratégicas consistentes, que se mostraram acertadas, e foco na geração de valor, que se refletem hoje em excelentes resultados econômico-financeiros e um sólido balanço patrimonial.

Alcançamos recordes superlativos: lucro líquido e EBITDA recorrentes de, respectivamente, US$ 34 bilhões e US$ 67 bilhões, os quais, ainda que positivamente impactados pelo ambiente externo favorável, são resultado de diversas ações gerenciais relevantes tomadas ao longo dos últimos anos, uma vez que o preço do petróleo já esteve em patamares similares aos de 2022, sem que os mesmos resultados fossem observados. E geramos estes resultados ao mesmo tempo em que investimos, em 2022, um total de US$ 10 bilhões em nossos negócios e entregamos uma produção de óleo e gás de 2,7 milhões de boed, 3% acima do centro da meta e com 73% de participação de óleos do pré-sal, demonstrando a seriedade e assertividade de nossa execução de um planejamento estratégico robusto e resiliente. Seguimos superando recordes de produção, o FPSO Carioca, no campo de Sépia, atingiu em novembro a produção média mensal de 174 mil barris por dial (bpd) e o poço ATP-6 de Atapu alcançou no mesmo período 56,5 mil bpd. Em 2022, a Petrobras realizou a maior adição de reservas de sua história (2,0 bilhões de boe), pelo segundo ano consecutivo, reflexo do excelente desempenho dos nossos ativos. A relação entre as reservas provadas e a produção (indicador R/P) aumentou para 12,2 anos.

Iniciamos a operação de 2 novas plataformas de produção, nos campos de Mero e Itapu, esta última antecipada em relação ao planejamento inicial. Teremos outras 17 entrando em operação ao longo dos próximos 5 anos.

Entregamos resultados de classe mundial no refino e na logística e comercialização. Seguimos com nossos planos de modernizar nosso parque de refino, com a adequação da URE (Unidade de Recuperação de Enxofre) da REGAP, contratação do novo HDT da REPLAN e a contratação do sistema para redução das emissões para atmosfera - fechamento *blowdown* da RPBC. Mantivemos o fator de utilização de nossas refinarias em patamares elevados e eficientes, mesmo com importantes paradas de manutenção, e ainda, aumentamos a eficiência energética e reduzimos emissões.

2022 foi um ano desafiador, diante da limitação de oferta internacional causada pelo conflito na Ucrânia. Nossa cobertura global de mercado e desenvolvimento de novos clientes foram determinantes para alteração do fluxo das nossas exportações em busca de geração de valor e aproveitamento de novas arbitragens. Fomos capazes de diversificar os destinos das nossas exportações e praticar preços competitivos, ao mesmo tempo em que reduzimos a volatilidade para nossos consumidores.

No que tange à inovação e desenvolvimento tecnológico vale destacar que pelo segundo ano consecutivo atingimos o recorde de 1.100 patentes ativas depositadas pela Cia somente em 2022. Pelo quarto ano consecutivo, ocupamos o primeiro lugar em computadores de alto desempenho e ecoeficiência da América Latina, com o supercomputador Pégaso, que é também o 5º maior da indústria petrolífera mundial. Ampliar o processamento de dados nos permite gerar imagens da subsuperfície cada vez mais nítidas das áreas mapeadas para exploração e produção de petróleo e gás natural, além de reduzir o tempo de processamento dessas informações. Isso contribui para otimizar a produção, aumentar o fator de recuperação das reservas atuais e maximizar a eficiência dos nossos projetos exploratórios.

Estes resultados e os inúmeros outros esforços e processos realizados, é sempre importante lembrar, foram levados a cabo respeitando os mais altos padrões de governança e conformidade. Em linha com o aprimoramento contínuo de nossa transparência e governança, em 2022 aprovamos a nossa Política Tributária e aprimoramos a governança na Política de Preços com a aprovação pelo Conselho de Administração da Diretriz de formação de preços no mercado interno. Nossos esforços de governança têm sido reconhecidos, e pelo 6º ciclo consecutivo obtivemos a Certificação Nível 1 de Governança do Índice de Governança da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – SEST, também, seguimos na primeira posição no ranking de Transparência Ativa da Controladoria Geral da União.

Fizemos tudo isso sempre priorizando a segurança de nossos colaboradores – simbolizada na taxa de acidentados registráveis de 0,68 por milhão de homens-hora – e com respeito ao meio-ambiente e à sociedade. Somos hoje a empresa com o maior programa de captura de CO2 offshore no mundo. Em 2022, injetamos 10,6 milhões tCO_2, nosso maior volume injetado em um único ano. Em função do resultado acumulado, nosso compromisso de reinjeção foi revisado para 80 milhões tCO_2 até 2025 em projetos de CCUS (*carbon capture usage and storage*). A reinjeção de CO_2 continuará tendo papel relevante na redução da intensidade de emissão de gases de efeito estufa na produção de óleo e gás. Além disso, conforme depreende-se da evolução dos nossos planos estratégicos, pretendemos expandir ainda mais nossa atuação ambiental, desenvolvendo capacitação também para os negócios de eólica offshore, hidrogênio e biorefino. Pelo segundo ano consecutivo, a Petrobras ingressou no Dow Jones Sustainability Index World, e obtivemos nota máxima nos critérios de Relatório Ambiental, Riscos Relacionados à Água e Relatório Social. A companhia também se destacou nos critérios de Ecoeficiência Operacional, Práticas Trabalhistas e Direitos Humanos. Cabe destacar ainda que a Companhia está implementando uma política de reciclagem verde para plataformas em descomissionamento, alinhada com as melhores práticas ASG disponíveis no mercado.

Todos esses esforços se traduziram em enorme riqueza para a sociedade brasileira. Em 2022, recolhemos o valor recorde de R$ 279 bilhões em tributos e participações governamentais e superamos a marca de R$ 1 trilhão na soma dos últimos 5 anos. Os fortes resultados gerados se traduziram em retornos também para os nossos acionistas. O Conselho de Administração aprovou dividendos de R$ 2,75[1] por ação ordinária e preferencial, relativos ao resultado do 4T22. E podemos continuar a entregar muito mais. Com as perspectivas de maiores volumes de produção de óleo e gás, com maior rentabilidade devido ao pré-sal, e a capacitação da nossa empresa para encarar os desafios impostos pela inevitável transição energética estaremos em uma posição ímpar para continuar a gerar valor a longo prazo. Vale ressaltar, é claro, que não podemos ignorar o caráter cíclico da nossa indústria: quem não se lembra dos preços negativos de petróleo durante o auge da pandemia? Em 2022 nosso retorno sobre o capital empregado foi 16%. Em 2020, 3% apenas. Assim, faz-se necessário manter o olhar na resiliência de nosso portfólio, assegurando a sustentabilidade financeira de longo prazo.

Tudo o que foi construído só foi possível pelo esforço, a capacidade e o comprometimento de milhares de pessoas, que, imbuídas de espírito colaborativo e trabalhando em prol de um objetivo comum, são capazes de gerar tanta riqueza para a sociedade.

Por fim, estamos confiantes que a Petrobras seguirá adiante rumo a um futuro promissor, superando desafios, desenvolvendo tecnologias para a transição energética e, nesse processo, gerando valor para a sociedade e para nossos acionistas e investidores.

Rodrigo Araujo Alves
Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores

1) Para maiores informações e detalhes favor acessar o fato relevante divulgado na data de hoje.

Produção e Vendas

Principais Destaques

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

Produção	Realizada	Meta	Variação 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 Rittershaussen.

- 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.

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 em 2023, 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.

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 m^3/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, ao longo de 2022: REPLAN (Paulínia), REVAP (Henrique Laje), REDUC (Duque de Caxias), REGAP (Gabriel Passos), REPAR (Presidente Getúlio Vargas) e RPBC (Presidente Bernardes). 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 $kgCO_2e$/CWT no ano de 2021 para 37,9 $kgCO_2e$/CWT em 2022. O índice Intensidade Energética (IIE) 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 m^3/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 $kgCO_2e$/CWT em 2021 para 36,6 $kgCO_2e$/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 CO_2 equivalente e economizando cerca de 13 mil m^3/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 CO_2 equivalente e economia de cerca de 40 mil m^3/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 SOx;
- 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.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf
Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

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 31/12/22 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 CO_2 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.

VOLUME DE PRODUÇÃO CONSOLIDADO

Volume de Produção (Mbpd)	2022	2021	Δ 2022 / 2021 (%)
Diesel	691	726	(4,9)
Gasolina	388	409	(5,1)
Óleo combustível	215	280	(23,0)
Nafta	83	76	9,5
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	116	122	(5,0)
Querosene de aviação (QAV)	79	70	12,7
Outros	171	169	1,2
TOTAL DE DERIVADOS	**1.743**	**1.852**	**(5,9)**

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.

VOLUME DE VENDAS CONSOLIDADO

Volume de Vendas (Mbpd)	2022	2021	Δ 2022 / 2021 (%)
Diesel	755	801	(5,7)
Gasolina	407	409	(0,5)
Óleo combustível	34	61	(44,3)
Nafta	73	69	5,8
GLP	211	228	(7,5)
QAV	98	74	32,4
Outros	175	164	6,7
Total de derivados	**1.753**	**1.806**	**(2,9)**
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	3	4	(25,0)
Petróleo	202	24	741,7
Gás natural	305	352	(13,4)
Total mercado interno	**2.263**	**2.186**	**3,5**
Exportação de petróleo, derivados e outros	714	811	(12,0)
Vendas das unidades internacionais	56	46	21,7
Total mercado externo	**770**	**857**	**(10,2)**
TOTAL GERAL	**3.033**	**3.043**	**(0,3)**

EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO LÍQUIDA

Mil barris por dia (Mbpd)	2022	2021	Δ 2022 / 2021 (%)
Exportação (importação) líquida	**321**	**444**	**(27,7)**
Importação	**393**	**367**	**7,1**
Petróleo	164	154	6,5
Diesel	118	118	–
Gasolina	25	20	25,0
GLP	63	65	(3,1)
Outros derivados	23	10	130,0
Exportação	**714**	**811**	**(12,0)**
Petróleo	513	575	(10,8)
Óleo combustível	181	197	(8,1)
Outros derivados	20	39	(48,7)

Reservas Provadas

Nossas reservas provadas de óleo, condensado e gás natural, estimadas segundo critérios da SEC, resultaram em 10,5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), em 31 de dezembro de 2022. Deste total, 85% são de óleo e condensado e 15 % de gás natural.

A evolução das reservas provadas, em bilhões de barris de óleo equivalente, consta na tabela abaixo.

VARIAÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS EM 2022

Evolução das reservas	Volumes em bilhão de boe
a) Reservas provadas dezembro/2021	**9,9**
b) Incorporações em 2022	2,0
c) Cessões de direitos e Acordos de Coparticipações de Atapu e Sépia	-0,5
d) Produção do ano de 2022[1]	-0,9
e) Variação anual (b+c+d)	0,6
f) Reservas provadas dezembro/2022 (a+e)	**10,5**

Em 2022, a Petrobras realizou a maior adição de reservas de sua história (2,0 bilhões de boe), pelo segundo ano consecutivo, reflexo do excelente desempenho dos nossos ativos.

Essa adição de reservas ocorreu, principalmente, em função do prosseguimento no desenvolvimento do campo de Búzios, e de novos projetos para aumento da recuperação de petróleo em outros campos das Bacias de Santos e Campos, além de apropriações pelo bom desempenho das jazidas. Não tivemos alterações relevantes referentes à variação do preço do petróleo.

Ocorreram reduções decorrentes da cessão de 5% de nossa participação no Excedente da Cessão Onerosa em Búzios e do efeito dos acordos de coparticipação do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia, além de ações de cessão de direitos em campos maduros. A reposição orgânica de reservas, isto é, desconsiderando esses efeitos, resultou em 239% da produção desse ano.

A relação entre as reservas provadas e a produção (indicador R/P) aumentou para 12,2 anos.

A Petrobras, historicamente, submete à certificação pelo menos 90% de suas reservas provadas segundo o critério SEC. Atualmente, a empresa certificadora é a DeGolyer and MacNaughton (D&M).

1) A produção reportada na tabela não considera: (a) líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina; (b) volumes de gás injetado; (c) produção de testes de longa duração em blocos exploratórios; e (d) produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Desempenho Financeiro

Principais indicadores

R$ milhões	2022	2021	Δ 2022 / 2021 (%)
Receita de vendas	641.256	452.668	41,7
Lucro bruto	334.100	219.637	52,1
Despesas operacionais	(41.136)	(17.233)	138,7
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	188.328	106.668	76,6
Lucro líquido recorrente (Prejuízo) - Acionistas Petrobras[2]	177.431	83.285	113,0
Fluxo de caixa operacional	255.410	203.126	25,7
Fluxo de caixa livre	205.754	168.992	21,8
EBITDA ajustado	340.482	234.576	45,1
EBITDA ajustado recorrente[2]	345.323	234.069	47,5
Dívida bruta (US$ milhões)	53.799	58.743	(8,4)
Dívida líquida	41.516	47.626	(12,8)
Dívida líquida/LTM EBITDA Ajustado (x)[3]	0,63	1,09	(42,2)
Dólar médio de venda	5,16	5,40	(4,4)
Brent (US$/bbl)	101,19	70,73	43,1
Preço derivados básicos - Mercado interno (US$/bbl)	632,22	416,40	51,9
TAR (Taxa de acidentes registrados por milhão de homens-hora)	0,68	0,54	21,4
ROCE (Retorno sobre o Capital Empregado) (%)	15,9%	7,8%	8,1 p.p.

Receita líquida

R$ milhões	2022	2021	Δ 2022 / 2021 (%)
Diesel	206.960	130.671	58,4
Gasolina	83.354	64.206	29,8
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	26.362	24.168	9,1
Querosene de aviação (QAV)	28.007	12.279	128,1
Nafta	12.312	9.131	34,8
Óleo combustível (incluindo bunker)	7.287	9.532	(23,6)
Outros derivados de petróleo	28.493	22.988	23,9
Subtotal de derivados	**392.775**	**272.975**	43,9
Gás Natural	39.617	31.694	25,0
Petróleo	39.613	3.766	951,9
Renováveis e nitrogenados	1.454	215	576,3
Receitas de direitos não exercidos	3.448	1.311	163,0
Energia elétrica	3.622	15.559	(76,7)
Serviços, agenciamento e outros	5.363	4.357	23,1
Total mercado interno	**485.892**	**329.877**	47,3
Exportações	141.521	115.768	22,2
Petróleo	99.474	80.245	24,0
Óleo combustível (incluindo bunker)	38.129	29.755	28,1
Outros derivados de petróleo e outros produtos	3.918	5.768	(32,1)
Vendas das unidades internacionais	13.843	7.023	97,1
Total mercado externo	**155.364**	**122.791**	26,5
TOTAL	**641.256**	**452.668**	41,7

Custo dos produtos vendidos

	2022	2021	Δ 2022 / 2021 (%)
Compras e importações	(122.975)	(86.975)	41,4
Petróleo	(54.185)	(30.444)	78,0
Derivados	(46.639)	(30.361)	53,6
Gás natural	(22.151)	(26.170)	(15,4)
Produção	(165.434)	(128.721)	28,5
Petróleo	(136.860)	(105.277)	30,0
Participações governamentais	(71.198)	(51.053)	39,5
Demais custos	(65.662)	(54.224)	21,1
Derivados	(13.778)	(13.424)	2,6
Gás natural	(14.796)	(10.020)	47,7
Participações governamentais	(4.542)	(3.206)	41,7
Demais custos	(10.254)	(6.814)	50,5
Energia elétrica, serviços prestados, operações no exterior e outros	(18.747)	(17.335)	8,1
TOTAL	**(307.156)**	**(233.031)**	**31,8**

Em 2022, o custo dos produtos vendidos cresceu 32% em comparação com 2021 refletindo, principalmente, maiores gastos com importações, fruto de maiores preços de petróleo e derivados, e com participações governamentais, como consequência da valorização do Brent e dos preços de gás natural. A redução no volume de importação de GNL e do gás boliviano compensou parcialmente este efeito. Em 2022, houve redução de 15% na importação de gás boliviano e de 74% no volume de GNL regaseificado, o que é essencialmente explicado pelo menor despacho termelétrico a gás natural diante do cenário hidrológico favorável.

Despesas operacionais

	2022	2021	Δ 2022 / 2021 (%)
Despesas com vendas e gerais e administrativas	(32.325)	(29.146)	10,9
Vendas	(25.448)	(22.806)	11,6
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(20.592)	(19.095)	7,8
Depreciação, depleção e amortização	(4.062)	(3.289)	23,5
Perdas de créditos esperadas	(304)	65	–
Gastos com pessoal	(490)	(487)	0,6
Gerais e administrativas	(6.877)	(6.340)	8,5
Gastos com pessoal	(4.464)	(4.490)	(0,6)
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(1.871)	(1.384)	35,2
Depreciação, depleção e amortização	(542)	(466)	16,3
Despesas exploratórias para extração de óleo gás	(4.616)	(3.731)	23,7
Despesa com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(4.087)	(3.033)	34,8
Tributárias	(2.272)	(2.180)	4,2
Reversão (perda) no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	(6.859)	16.890	–
Outras (despesas) receitas	9.023	3.967	127,5
TOTAL	**(41.136)**	**(17.233)**	**138,7**

Em 2022, as despesas operacionais aumentaram 139%, refletindo majoritariamente a ausência de ganhos em 2022 com reversão de impairment (-R$ 23,7 bilhões), do ganho complementar da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS (-R$ 2,6 bilhões), maiores gastos com contingências judiciais (-R$ 3,1 bilhões) e menores ganhos com alienação e baixa de ativos (-R$ 5 bilhões), compensados parcialmente por maiores ganhos com acordos de coparticipação nos campos de Sépia, Atapu e Búzios (+R$ 18,3 bilhões).

O crescimento de 12% nas despesas com vendas em 2022 é explicado pelo aumento de fretes para exportações, maiores gastos logísticos com transporte do gás natural e aumento das vendas de petróleo no mercado interno, principalmente para Acelen.

2) Vide reconciliação Lucro líquido e EBITDA Ajustado excluindo itens especiais.
3) Índice calculado utilizando o endividamento em dólares.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Em 2022, as despesas gerais e administrativas aumentaram 9% em comparação com 2021, o que é explicado pelo aumento dos gastos com serviços, principalmente relacionados ao processo de transformação digital, e pela retomada do nível de atividades pós pandemia.

As despesas exploratórias cresceram em 2022 em razão, principalmente, de maiores gastos com baixa de poços exploratórios, compensados em parte pela reversão de multa de conteúdo local junto a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) após a celebração de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), relativo a compromissos de investimentos em Exploração e Produção com conteúdo local.

O crescimento nas despesas com pesquisa e desenvolvimento tecnológico em 2022 é explicado pelo aumento da obrigação legal de investimento em pesquisa desenvolvimento e inovação (PD&I), principalmente devido ao aumento das receitas dos campos do pré-sal.

EBITDA Ajustado

Em 2022, o EBITDA Ajustado cresceu 45% em comparação com 2021, atingindo R$ 340,8 bilhões e influenciado principalmente pela valorização de 43% do Brent médio do ano e por maiores preços de derivados em 2022.

Lucro líquido atribuível aos acionistas Petrobras

O lucro líquido em 2022 foi de R$ 188,3 bilhões, comparado a R$ 106,7 bilhões em 2021. Esse aumento se deve principalmente à alta de 43% do Brent, maiores margens de derivados, melhor resultado financeiro e ganhos com acordos de coparticipação em campos da Cessão Onerosa, parcialmente compensado por maior recolhimento de impostos e ausência de ganhos com reversão de *impairment*.

Lucro líquido recorrente atribuível aos acionistas Petrobras e EBITDA Ajustado recorrente

Em 2022, o lucro líquido foi de R$ 188,3 bilhões, beneficiado por itens não-recorrentes, com destaque para os ganhos com acordos de coparticipação e com venda de ativos, compensados em parte por despesas com impairment, contingências judiciais e desmantelamento de áreas, além do efeito líquido no IR/CSLL sobre a venda de ativos. Excluindo os efeitos não recorrentes, o lucro líquido teria sido de R$ 177,4 bilhões. O EBITDA Ajustado foi negativamente impactado em R$ 4,8 bilhões e teria somado R$ 345,3 bilhões sem o efeito de itens não recorrentes em 2022.

R$ milhões	2022	2021	Δ 2022 / 2021 %
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	189.005	107.264	76,2
Resultado Financeiro Líquido	19.257	59.256	(67,5)
Imposto de renda e contribuição social	85.993	44.311	94,1
Depreciação, depleção e amortização	68.202	63.048	8,2
EBITDA	**362.457**	**273.879**	**32,3**
Resultado de participações em investimentos	(1.291)	(8.427)	(84,7)
Reversão (perda) no *Impairment*	6.859	(16.890)	-
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	1	220	(99,5)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(21.660)	(3.317)	553,0
Resultado com Alienações e Baixas de Ativos	(5.884)	(10.889)	(46,0)
EBITDA Ajustado total	**340.482**	**234.576**	**45,1**
Margem do EBITDA Ajustado (%)	**53**	**52**	**1,0**

Investimentos

Os investimentos (*Capex*) consideram aquisição de ativos imobilizados, incluindo gastos com arrendamentos, intangíveis, investimentos das controladas, aportes nas coligadas, gastos com geologia e geofísica e gastos pré-operacionais.

US$ milhões	2022	2021	Δ 2022 / 2021 (%)
Exploração & Produção	6.952	7.129	(2,5)
Refino, Transporte e Comercialização	1.193	932	28,1
Gás e Energia	350	412	(15,2)
Outros	461	298	54,7
Subtotal	**8.956**	**8.772**	**2,1**
Bônus de assinatura	892	-	-
TOTAL	**9.848**	**8.772**	**12,3**

Em 2022, os investimentos totalizaram US$ 9,8 bilhões, aumento de 12% em relação a 2021, em decorrência do pagamento do bônus de assinatura relativo aos campos de Sépia e Atapu e de maiores investimentos em modernização e adequação de refinarias, além de gastos com manutenção de ativos logísticos.

O Capex de 2022 foi 17% abaixo do planejado para o ano no PE 2022-26, principalmente devido à: (a) ajustes de cronograma postergando atividades para o ano seguinte, (b) otimizações de gastos exploratórios e (c) não substituição de dutos afetados pelo SCC-CO2 em Búzios e Tupi, que quando inspecionados indicaram maior vida útil.

Gestão de Portfólio

No ano de 2022, recebemos US$ 4,8 bilhões provenientes da venda de ativos, incluindo pagamentos diferidos das vendas da NTS (US$ 1 bilhão), no 2T22, e Bacalhau (US$ 950 milhões), no 1T22.

De 1º de janeiro de 2022 até 01 de março de 2023 concluímos a venda do Polo Alagoas, do Polo Recôncavo, do Polo Peroá, do Polo Fazenda Belém, do campo de Albacora Leste de blocos exploratórios na Bacia do Paraná e na Bacia Potiguar, das nossas participações societárias na Deten Química e Gaspetro, e das Refinarias SIX e REMAN. Também assinamos os contratos para a venda dos Polos Potiguar, Norte Capixaba, Golfinho e Camarupim e da Refinaria LUBNOR.

Indicadores de Endividamento

Em 31/12/2022, a dívida bruta alcançou US$ 53,8 bilhões, uma queda de 8,4% em comparação com 31/12/2021.

O prazo médio passou de 13,39 anos em 31/12/2021 para 12,07 anos em 31/12/2022, em virtude, principalmente, da recompra de títulos de longo prazo no mercado internacional.

A relação dívida bruta/EBITDA ajustado alcançou 0,81x em 31/12/2022 em comparação com 1,35x em 31/12/2021.

Em 31/12/2022, a dívida líquida atingiu US$ 41,5 bilhões, uma queda anual de 12,6%.

US$ milhões	31.12.2022	30.09.2022	Δ %	31.12.2021
Dívida Financeira	**29.954**	**30.855**	**(2,9)**	**35.700**
Mercado de capitais	16.957	16.800	0,9	22.031
Mercado bancário	9.672	10.713	(9,7)	9.762
Bancos de fomento	723	721	0,3	769
Agências de créditos à exportação	2.443	2.452	(0,4)	2.951
Outros	159	169	(5,9)	187
Arrendamentos	23.845	23.413	1,8	23.043
Dívida bruta	**53.799**	**54.268**	**(0,9)**	**58.743**
Disponibilidades ajustadas	12.283	6.785	81,0	11.117
Dívida líquida	**41.516**	**47.483**	**(12,6)**	**47.626**
Dívida líquida / (Dívida líquida + *market cap*) - Alavancagem	39%	38%	2,6	41%
Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,5	6,4	1,6	6,2
Prazo médio da dívida (anos)	12,07	12,04	0,2	13,39
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA Ajustado	0,63	0,75	(16,0)	1,09
Índice de Dívida Bruta/LTM EBITDA Ajustado	0,81	0,85	(4,8)	1,35
R$ milhões				
Dívida Financeira	**156.286**	**166.818**	**(6,3)**	**199.224**
Arrendamentos	**124.417**	**126.585**	**(1,7)**	**128.594**
Disponibilidades ajustadas	64.092	36.688	74,7	62.040
Dívida Líquida	**216.611**	**256.715**	**(15,6)**	**265.778**

Reconciliação do EBITDA Ajustado

O EBITDA é um indicador calculado como sendo o lucro líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro líquido, depreciação e amortização. A Petrobras divulga o EBITDA, conforme faculta a Resolução CVM Nº 156, de junho de 2022.

Visando refletir a visão dos Administradores quanto à formação do resultado das atividades correntes da companhia, o EBITDA também é apresentado ajustado (EBITDA Ajustado) por: resultado da participação em investimentos, impairment, realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária, resultados com acordo de coparticipação em áreas licitadas e o resultado com alienação e baixa de ativos.

O EBITDA Ajustado, quando refletindo o somatório dos últimos 12 meses, também representa uma alternativa da geração operacional de caixa da companhia. Esta medida é utilizada para cálculo da métrica Dívida bruta e Dívida líquida sobre EBITDA Ajustado, auxiliando na avaliação da alavancagem e liquidez da companhia.

O EBITDA e o EBITDA Ajustado não estão previstos nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e nas práticas contábeis adotadas no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), e não devem servir como base de comparação com os divulgados por outras empresas, assim como não devem ser considerados como substitutos a qualquer outra medida calculada de acordo com o IFRS ou o CPC. Estas medidas devem ser consideradas em conjunto com outras medidas e indicadores para um melhor entendimento sobre o desempenho e condições financeiras da companhia.

Desempenho 2022 x Plano Estratégico 2022-2026

Métricas de topo

No Plano Estratégico 2022-2026 apresentamos quatro métricas de topo: (a) Índice de Atendimento às Metas de Gases de Efeito Estufa (IAGEE), (b) Volume De Óleo e Derivados Vazados (VAZO), (c) Delta EVA® e (d) Taxa de Acidentados Registráveis - TAR.

Em relação ao IAGEE, que consolida o atendimento às metas dos segmentos de E&P e Refino, a intensidade de gases de efeito estufa do E&P foi de 15,0 $kgCO_2e$/boe, ficando 9,1% abaixo do limite de alerta de 16,5 $kgCO_2e$/boe, e a do Refino foi de 37,9 $kgCO_2e$/CWT, ficando 3,3% abaixo do limite de alerta de 39,2 $kgCO_2e$/CWT.

Em relação a métrica VAZO, o maior valor anual observado foi de 218 m^3, ficando 82% acima do limite de alerta de 120 m^3 estabelecido para o ano. Destaca-se o vazamento no FPSO Cidade Anchieta (CDAN), no Campo de Jubarte (UN-ES), em janeiro, no qual vazaram 191,5m^3 de petróleo, representando 88% do total do volume vazado. Foram adotadas medidas de contingência previstas no plano de emergência com o objetivo de mitigar os impactos decorrentes dos eventos ocorridos no ano, sendo também realizada análise e abrangência das lições aprendidas buscando evitar novas ocorrências.

Em 2022, a forte valorização dos preços do petróleo e das margens de derivados, a entrega da curva de produção pelo E&P, bem como o controle dos custos e das despesas operacionais contribuíram para um fluxo de caixa operacional de US$ 49,7 bilhões e um fluxo de caixa livre[4] de US$ 40,1 bilhões. A dívida bruta ficou em US$ 53,8 bilhões, reduzindo 8% em relação a 2021, enquanto o caixa[5] aumentou 10% também em relação a 2021. As iniciativas promovidas pela companhia, incluindo a incorporação recorde de reservas, contribuíram para ampliar a captura de valor e superar a meta estabelecida para o ano em um cenário macroeconômico de preços elevados, mas com incertezas provocadas pela guerra da Rússia-Ucrânia.

Por fim, a Taxa de Acidentados Registráveis fechou o ano em 0,68 acidentados/MM HH, valor 3% abaixo do limite de alerta de 0,7 acidentados/MM HH.

Desempenho Financeiro

O desempenho financeiro de 2022 mostra que cumprimos os 4 direcionadores da estratégia financeira estabelecida para o PE 2022-22: (a) Manter estrutura ótima de capital, (b) Maximizar geração de valor, (c) Mitigar os riscos pela gestão do contencioso e (d) Comprometimento com a melhor alocação de capital.

A dívida bruta se manteve abaixo dos US$ 60 bilhões, atingindo 31 de dezembro de 2022 o montante de U$ 53,8 bilhões, 8,4% inferior a 31 de dezembro de 2021, principalmente em função de nossa gestão ativa da dívida. Em 2022, continuamos atuando no mercado internacional de capitais, recomprando títulos de dívidas e realizando captações, como forma de otimização contínua de nossa estrutura de capital. Com essa gestão da dívida, a relação dívida líquida/EBITDA fechou o ano em 0,63x, em 31 de dezembro de 2022.

Em 2022, os investimentos totalizaram US$ 9,8 bilhões, aumento de 12% em relação a 2021, em decorrência do pagamento do bônus de assinatura relativo aos campos de Sépia e Atapu e de maiores investimentos em modernização e adequação de refinarias, além de gastos com manutenção de ativos logísticos.

O Capex de 2022 foi 17% abaixo do planejado para o ano no PE 2022-26, principalmente devido à: (a) ajustes de cronograma postergando atividades para o ano seguinte, (b) otimizações de gastos exploratórios e (c) não substituição de dutos afetados pelo SCC-CO_2 em Búzios e Tupi, que quando inspecionados indicaram maior vida útil.

Geração de Valor

Sistema de Gestão com Base em Valor

Com o objetivo de garantir a execução e entrega do nosso Plano Estratégico (PE) e de seu valor esperado, organizamos e conduzimos nossos processos por meio de um sistema de gestão com base em valor. Esse modelo se apoia no fomento de uma cultura de geração de valor, garantindo empoderamento, flexibilidade com ferramentas e incentivos necessários para que, em toda a Companhia, sejam tomadas decisões que agreguem o maior valor para a Petrobras.

Entendemos que a geração de valor é um pilar fundamental para a sustentabilidade dos negócios, criando um círculo virtuoso de transmissão e multiplicação do valor gerado para todos os *stakeholders* (sociedade, governo, empregados, clientes, fornecedores, credores, acionistas) e possibilitando um crescimento rentável da organização através de investimentos resilientes.

Em 2022, em um cenário macroeconômico de preços elevados, mas com incertezas provocadas pela guerra na Ucrânia, as iniciativas promovidas pela companhia contribuíram para ampliar a captura de valor e superar a meta estabelecida para o ano, conforme exemplificamos abaixo.

Exploração e Produção (E&P)

- Tivemos várias entregas relevantes que contribuíram para uma robusta geração de valor:
  - Iniciamos a operação do FPSO Guanabara em Mero e atingimos a capacidade nominal de produção da unidade em janeiro de 2023. Também atingimos a capacidade nominal de produção da P-68, em Berbigão e Sururu.
  - Antecipamos o 1º óleo em Itapu com a entrada em operação da P-71.
  - Assinamos os contratos para a construção dos FPSOs de Búzios 9, 10 e 11.
  - Realizamos a maior adição de reservas da história (2,0 bilhões de boe), pelo segundo ano consecutivo.
  - Entregamos uma produção comercial 2,7% acima da meta prevista para o ano.
- Implantamos também diversas iniciativas que contribuíram para a geração de valor no segmento:
  - Produção acima da capacidade nominal de 150 mil bpd nas plataformas P-70 e P-68.
  - Padronização do monitoramento e controle de queima para minimizar possíveis impactos em perdas de óleo e queima de gases.
  - Redução do custo operacional a partir da realização de inspeções do Plano de Inspeção de Dutos Flexíveis em linhas com profundidade de até 30 metros (PIDF-3) via contrato de serviço.

Refino, Transporte e Comercialização (RTC)

- **Melhoramos nossa Eficiência Energética, com queda de 5,6 pontos no indicador, chegando a 107,5 pontos em 2022, e reduzimos a Intensidade de Emissões de Gases de Efeito Estufa, com queda de 1,8 $kgCO_2e$/CWT, alcançando 37,9 $kgCO_2e$/CWT em 2022**. Estes resultados foram obtidos com a contribuição do programa Refino de Classe Mundial (RefTOP), que consiste em uma série de iniciativas que buscam elevar a confiabilidade, produtividade e performances operacional e energética do parque de refino. Nossa meta continua sendo reduzir a intensidade de emissões no limite de 36$kgCO_2e$/CWT e uma intensidade energética de até 89 pontos, ambos até 2025**.**
- **Alcançamos novo recorde de carga de pré-sal no refino**, atingindo 62% em 2022 ante 59% do ano anterior, levando a um maior rendimento de derivados de maior valor agregado e contribuindo para uma redução de emissões pelo baixo teor de enxofre.
- **Operamos nosso parque de refino com fator de utilização (FUT) de 88%**, 5 pontos percentuais acima de 2021. Na produção total, tivemos uma participação de 66% de diesel, gasolina e QAV (querosene de aviação**)**, ficando estes produtos 1 p.p. acima de 2021. Isso representa uma alta utilização do parque, ainda que tenha havido paradas programadas relevantes em diversas refinarias e tenham sido mantidos mais de 2 mil grandes equipamentos, respeitando os requisitos de segurança, meio ambiente e saúde.
- Alcançamos **maior aderência ao planejamento da cadeia do RTC**, com desvio de apenas 0,1% em relação ao planejamento para cada mês. Esta maior aderência reforça a atuação eficiente dos diversos elos da cadeia, desde a produção de petróleo, passando pela logística, refino e comercialização.
- Implementamos um conjunto de iniciativas de otimização do parque de refino, visando o **aumento de produção de diesel automotivo com menor teor de enxofre**, atendendo aos limites de emissões reguladas e compatível com a adaptação aos novos motores (migração da frota para nova geração).
- Atingimos **nível recorde nas métricas de eficiência do aproveitamento da frota** de navios e obtivemos melhora do perfil de emissão da frota, com a incorporação de dois navios de baixo consumo de combustível (*Eco Type*), tornando-a mais sustentável.
- Mantivemos o **nível de serviço no atendimento dos contratos comerciais de gasolina e diesel**, viabilizado por importações competitivas de diversas origens, em um cenário mundial desafiador e de paradas de refino no Brasil.
- Com uma maior cobertura global dos mercados, agregamos **novos clientes para os nossos petróleos do pré-sal** e capturamos mais valor na exportação destes óleos em 2022, ano em que o conflito Rússia-Ucrânia afetou de forma relevante os fluxos de petróleo no mundo.

4) Fluxo de caixa operacional menos investimentos.
5) Caixa corresponde a Disponibilidades Ajustadas.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

- Capturamos a oportunidade decorrente da valorização do óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE) como matéria prima nas refinarias nos EUA em função do desvio dos destilados para a formulação de *Bunker* 0,5%, em decorrência da regulamentação de 2020 da Organização Marítima Internacional (IMO, do inglês *International Maritime Organization*), resultando em **maiores margens de exportação de OC** para Petrobras.
- Com o cenário de guerra e deslocamento de cargas de petróleo para Europa e Costa Oeste das Américas, associado ao aumento expressivo nos preços de frete da classe Suezmax e redução dos fretes da classe VLCC (*very large crude carrier*), surgiu a oportunidade de explorarmos o uso de VLCC em rotas típicas de Suezmax, o que resultou em **menores custos de frete para a Petrobras**.
- Atuamos na transição rumo ao futuro de **baixo carbono**, destacando:
  - **Lançamento no mercado do Diesel R5**, um combustível com 5% de conteúdo renovável (de origem vegetal) em sua composição, que apresentou confiabilidade e bom desempenho após seis meses de testes em ônibus em Curitiba (PR), comprovando a viabilidade para comercialização em larga escala;
  - Realização de **teste de produção de bioquerosene de aviação (BioQAV)** por coprocessamento de óleos vegetais com teor de renovável de até 1% na mistura;
  - Início do primeiro **teste de abastecimento de *bunker* com conteúdo renovável** em navio da frota; e
  - **Desenvolvimento do Asfalto CAP PRO**, um produto mais eficiente e sustentável, que deverá ser implementado nas vias do país ao longo de 2023, conforme necessidade de renovação do asfalto já existente.

Gás e Energia (G&E)

- **Lançamos nova carteira de produtos de gás** para alongamento da carteira de vendas até 2032.
- Iniciamos o **fornecimento de gás natural às usinas termelétricas (UTEs)** do Leilão Emergencial de 2021, 800 mil m³/d.
- Assinamos, em 2022, o **contrato de venda de 2,2 GW de energia**, referente ao leilão de reserva de capacidade de 2021, com preços alinhados ao nosso portfólio de oferta.
- Entrada em operação do **Sistema Integrado de Processamento (SIP),** com assinatura de contratos para uso compartilhado da unidade de processamento de Cabiúnas.
- Capturamos oportunidades do mercado de energia com **exportação de 214 MWmed** para a Argentina.
- Garantimos um índice de atendimento de entrega de gás natural de 99,9%, através de uma **gestão eficiente do nosso portfólio** de oferta.
- **Modernizamos o Bloco I da Usina Termelétrica Termorio**, aumentando a eficiência das turbinas a gás e reduzindo as emissões em até 6 mil TCO_2e/ano.
- **Otimizamos 667 mil m³ de recursos hídricos**, equivalente ao consumo médio de 5.615 famílias/ano.

Corporativo

- Por meio do alinhamento de incentivos, contribuímos para a implantação de **soluções tecnológicas** de geração de **valor nos negócios**, a partir de iniciativas como:
  - **Maior escalabilidade** com a criação de ambiente (*marketplace*) onde são disponibilizadas soluções tecnológicas, permitindo que um conjunto representativo de tecnologias já disponibilizadas em uma instalação ganhem abrangência em instalações semelhantes, aprimorando o relacionamento do CENPES com as áreas de negócio;
  - Utilização de MVPs (*Minimum Viable Product*), que consistem em entregas parciais de novas soluções tecnológicas pelo CENPES, com o mínimo de funcionalidades, para utilização e testes. Além de **permitir a antecipação de receitas (ou evitar gastos)**, os MVPs ajudam a definir **um melhor direcionamento para solução definitiva**;
  - **Captura de valor dos benefícios gerados nos negócios** com a implementação do processo de mapeamento dos ganhos com soluções digitais de Transformação Digital e Tecnologia de Informação, com a validação e inclusão destes benefícios no planejamento do ano seguinte pelas áreas envolvidas.
- **Aumentamos a eficiência operacional, resiliência e redução de custos** com a conversão do Sistema Integrado de Gestão da Petrobras SAP ECC para o **SAP S/4HANA**, no âmbito do Projeto #tranS4mar, proporcionando melhorias de sistema para os processos corporativos e de negócio, simplificação, facilidade de uso das aplicações e migração segura para nuvem.
- **Otimizamos os processos de suprimentos** viabilizando o engajamento do mercado fornecedor com o desenvolvimento de soluções digitais e analíticas com base em inteligência de dados, dentre elas a digitalização dos canais de atendimento ao fornecedor e início da implementação do novo Portal de Compras (SAP Ariba).
- **Automatizamos controles SOx (Sarbannes-Oxley)** vinculados aos processos suprir bens e serviços, comercializar derivados de petróleo, produzir petróleo, gás e derivados. Ao final de 2022, **alcançamos 34,5% de automatização do ambiente de controle**, reduzindo mais de 750h/mês em atividades manuais e repetitivas, agregando confiabilidade e segurança aos processos.
- **Fortalecemos o ambiente de integridade da Transpetro** com a integração de atividades de conformidade, controles internos, integridade corporativa, auditoria interna, jurídico e ouvidoria, centralizadas na *holding*.
- **Reduzimos custos** (resiliência) através da otimização e encerramento de sociedades com ineficiências financeiras e societárias.
- **Provemos suporte à nossa cadeia de fornecedores** com a implementação do **Programa Mais Valor**, que permite o acesso aos recursos de instituições financeira de forma eficiente e competitiva, possibilitando a redução de custos na antecipação de faturas performadas.
- **Engajamos a base de fornecedores** para redução de gases do efeito estufa (GEE), mapeando emissões em parceria com o *Carbon Disclosure Project* (CDP).
- **Aprimoramos a gestão de riscos do mercado fornecedor** com soluções integradas para adoção de novos requisitos técnicos e de desempenho para os processos de contratação e com a implementação de **ações de mitigação** como a criação de célula de monitoramento de impacto do conflito na Ucrânia.

Retorno aos Acionistas e Sociedade

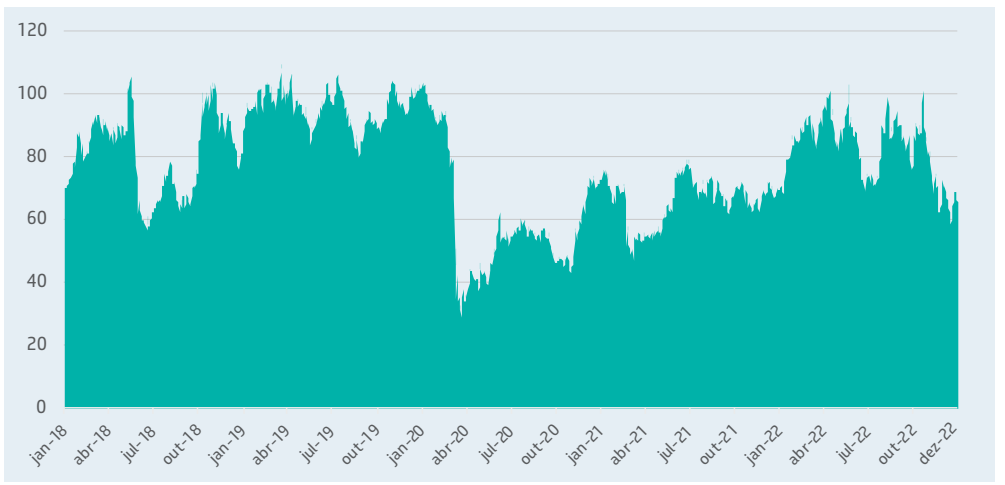
A geração de valor para a sociedade e para os acionistas foi um dos nossos compromissos vigentes em 2022 (Plano Estratégico 2022-2026).

Acionistas

Desempenho das nossas ações

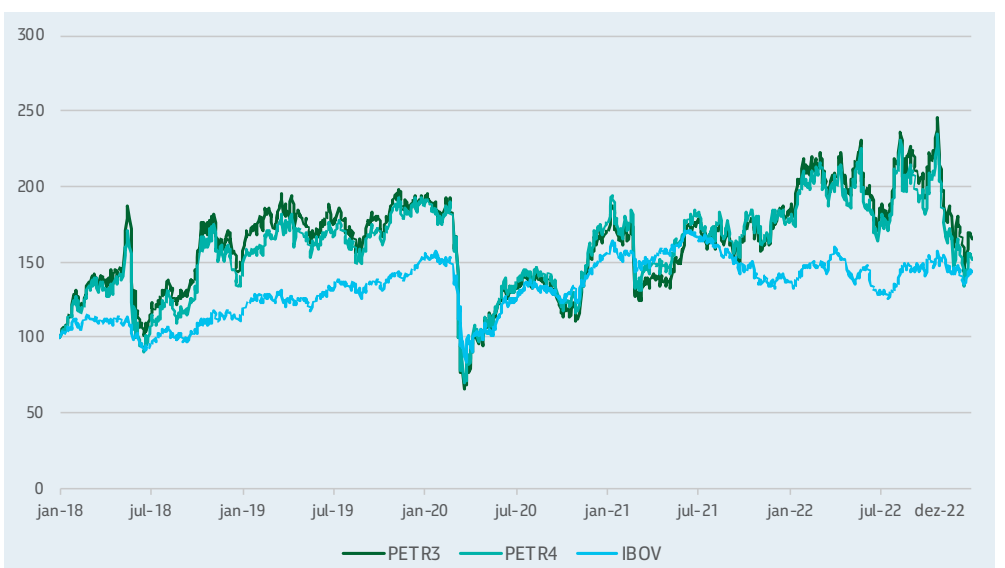
Em 2022, o desempenho das nossas ações foi relativamente estável apesar do aumento do preço do *Brent* e da melhora na nossa performance operacional e financeira. Nosso valor de mercado passou de US$ 69,2 bilhões em dezembro de 2021 para US$ 65,7 bilhões no final de 2022. No dia 24 de fevereiro de 2023 nosso valor de mercado era de US$ 70,5 bilhões.

VALOR DE MERCADO – PETROBRAS US$ BILHÕES



Em 2022, nossas ações ordinárias e preferenciais apresentaram desvalorização de 8,7% e 13,9%, respectivamente, e acumularam alta de 65,8% e 52,2% nos últimos cinco anos, enquanto o índice Ibovespa valorizou 43,6% nesse mesmo período. O retorno total dos acionistas de nossas ações ordinárias e preferenciais foi de 47,3% e 46,2%, respectivamente, em 2022, e de 237,2% e 239,6% nos últimos cinco anos[6]. Em 2023, até o dia 28 de fevereiro, nossas ações ordinárias e preferenciais apresentaram, respectivamente, valorização de 2,5% e 3,0%.

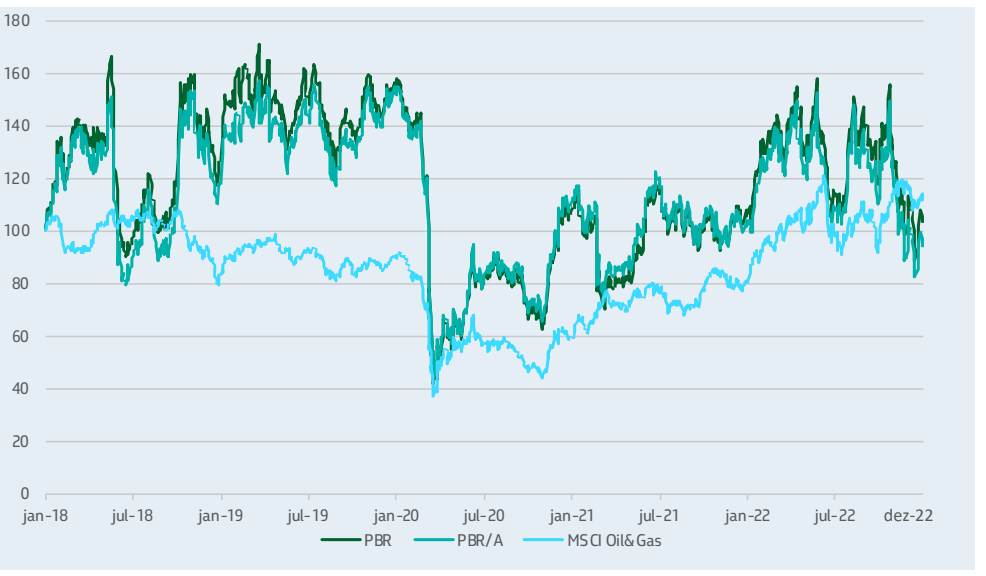
PETR3 X PETR4 X IBOV JAN 2018 = BASE 100



6) Fonte: Bloomberg. Considera dividendos reinvestidos.

No que se refere às nossas ações negociadas na Bolsa de Nova Iorque, *American Depositary Shares – ADRs*, nossas ações ordinárias (PBR) e preferenciais (PBR/A) apresentaram, respectivamente, queda de 3% e 8,1% em 2022, enquanto o índice MSCI Oil & Gas, que reflete a performance das maiores empresas do segmento de óleo e gás no mundo, se valorizou em 40% nesse mesmo período. As ADRs ordinárias tiveram valorização de 3,5% enquanto as ADRs preferenciais desvalorizaram 5,5% nos últimos cinco anos. O retorno total dos acionistas de nossas ADRs ordinárias e preferencias foi de 54,2% e 53,7%, respectivamente, em 2022[7]. Em 2023, até o dia 28 de fevereiro, as ADRs ordinárias e preferenciais tiveram valorização de 8,0% e 8,6%, respectivamente.

PBR X PBR/A X MSCI OIL & GAS JAN 2018 = BASE 100



Remuneração aos Acionistas

Nossa Política de Remuneração aos Acionistas (Política de Remuneração ou Política), aprovada pelo Conselho de Administração, tem como princípio, dentre outros, estabelecer regras e procedimentos relativos à distribuição de proventos por meio de dividendos e/ou juros sobre capital próprio (JCP), de maneira transparente e de acordo com as normas legais, estatutárias e demais regulamentos internos, buscando garantir a perenidade e a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos e promover a previsibilidade do fluxo de pagamentos de proventos aos acionistas.

Nossa Política conta com parâmetros objetivos para o pagamento de proventos, dando aos investidores maior previsibilidade em relação à sua remuneração, considerando nosso nível de endividamento e fluxo de caixa.

Estabelecemos nosso nível de endividamento bruto ótimo de US$ 60 bilhões, incluindo os compromissos relacionados a arrendamentos mercantis, e, para fins da Política de Remuneração, adotamos parâmetro mais flexível, aplicando o endividamento bruto de US$ 65 bilhões como critério para definição da forma de apuração da remuneração a ser distribuída.

A Política estabelece ainda que a distribuição de remuneração deverá ser feita trimestralmente. Adicionalmente foram definidos os parâmetros de distribuição de proventos estabelecendo uma remuneração mínima anual de US$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do *Brent* for superior a US$ 40/bbl, que poderá ser distribuída independentemente do nível de endividamento. No caso de dívida bruta igual ou inferior a US$ 65 bilhões e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado, será distribuído aos acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e os investimentos apurado a partir da fórmula:

Remuneração = 60% x (Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais – Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis)

A política está em consonância com os nossos compromissos de preservação da sustentabilidade financeira e distribuição da geração de valor para os nossos acionistas e para a sociedade.

Como previsto na política, a decisão de distribuição de dividendos e/ou demais proventos do exercício social de 2022, levou em consideração diversos fatores e variáveis, tais como os nossos resultados, condição financeira, necessidades de caixa, perspectivas futuras dos mercados de atuação atuais e potenciais, além das nossas oportunidades de investimento.

Em linha com objetivo de maximizar o retorno para nossos acionistas, aprovamos, no exercício 2022, a antecipação de R$ 180 bilhões, distribuídos da seguinte forma:

Dividendos e Juros sobre Capital Próprio (JCP)				
Ações Ordinárias (PETR3) e Preferenciais (PETR4)	Valor bruto por ação (R$)	Data da posição acionária	Data do pagamento	Tipo
1ª parcela	1,427568	23/05/2022	20/06/2022	Dividendo
	0,430177	23/05/2022	20/06/2022	JCP
	1,857745	23/05/2022	20/07/2022	Dividendo
2ª parcela	2,938861	11/08/2022	31/08/2022	Dividendo
	0,427141	11/08/2022	31/08/2022	JCP
	3,366001	11/08/2022	20/09/2022	Dividendo
3ª parcela	1,155823	21/11/2022	20/12/2022	Dividendo
	0,518627	21/11/2022	20/12/2022	JCP
	1,600192	21/11/2022	19/01/2023	Dividendo
	0,074258	21/11/2022	19/01/2023	JCP

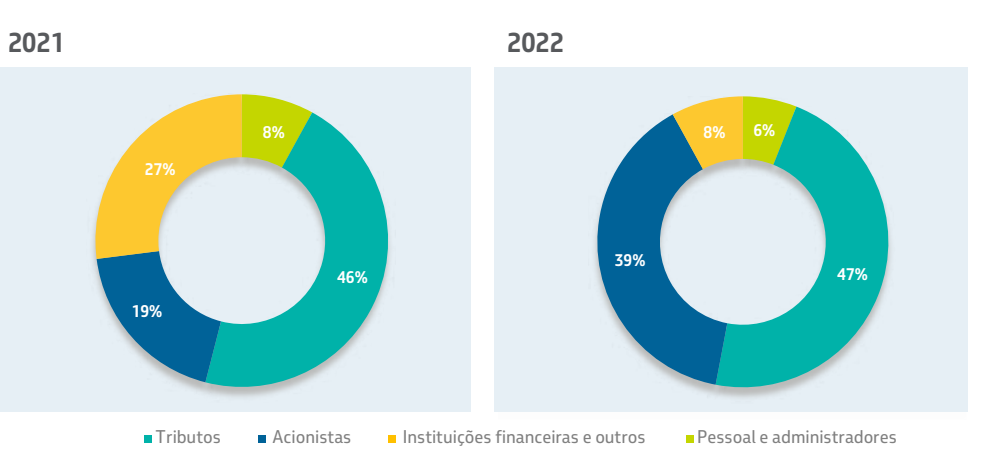
Além das antecipações acima mencionadas, está sendo encaminhada para a apreciação da Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 2023, a ser realizada em abril de 2023, a proposta de pagamento de remuneração adicional aos nossos acionistas, em forma de dividendos, no montante de R$ 35,8 bilhões, que, somados as antecipações acima mencionadas, totalizam R$ 222,6 bilhões, sendo R$ 127 bilhões para as ações ordinárias, e R$ 95,6 bilhões para as ações preferenciais.

A Política de Remuneração aos Acionistas está disponível no nosso site de Relações com Investidores (**www.petrobras.com.br/ri**).

Sociedade

Em 2022, geramos R$ 483 bilhões de valor para a sociedade. Nossa maior contribuição foi através de tributos (federais, estaduais, municipais e no exterior) no valor de R$ 224,8 bilhões, seguido pela remuneração aos nossos acionistas (incluindo o resultado dos acionistas não controladores e os lucros retidos) no valor de R$ 189 bilhões. A remuneração e os benefícios relativos a pessoal e administradores totalizaram R$ 29,2 bilhões e instituições financeiras e fornecedores totalizaram R$ 40 bilhões. O gráfico abaixo mostra a distribuição do valor gerado:

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR GERADO (%)



Em 2022, nosso Balanço Social apresentou os seguintes investimentos para a sociedade[8]:

- Doações[9] – R$ 272 milhões;
- Socioambiental voluntário – R$ 121 milhões;
- Cultura – R$ 28 milhões;
- Negócio, Ciência e Tecnologia – R$17 milhões;
- Esportivo – R$ 4 milhões.

Para mais informações sobre os nossos patrocínios, veja Relatório de Sustentabilidade, disponível em **https://sustentabilidade.petrobras.com.br**.

7) Fonte: Bloomberg. Considera dividendos reinvestidos.
8) Mais informações podem ser encontradas no Balanço Social, disponível em Informação Complementar nas Demonstrações Financeiras.
9) Doações de cestas básicas e doação financeiras para auxílio alimentação e GLP a famílias em situação de vulnerabilidade social (R$ 263 milhões) e doação financeira para ações emergenciais em atendimento a pessoas em situação de vulnerabilidade social, ocasionada ou agravada pelas enchentes ocorridas nos estados da Bahia e de Minas Gerais e no município de Petrópolis, Rio de Janeiro e Recife, Pernambuco (R$ 9 milhões).

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

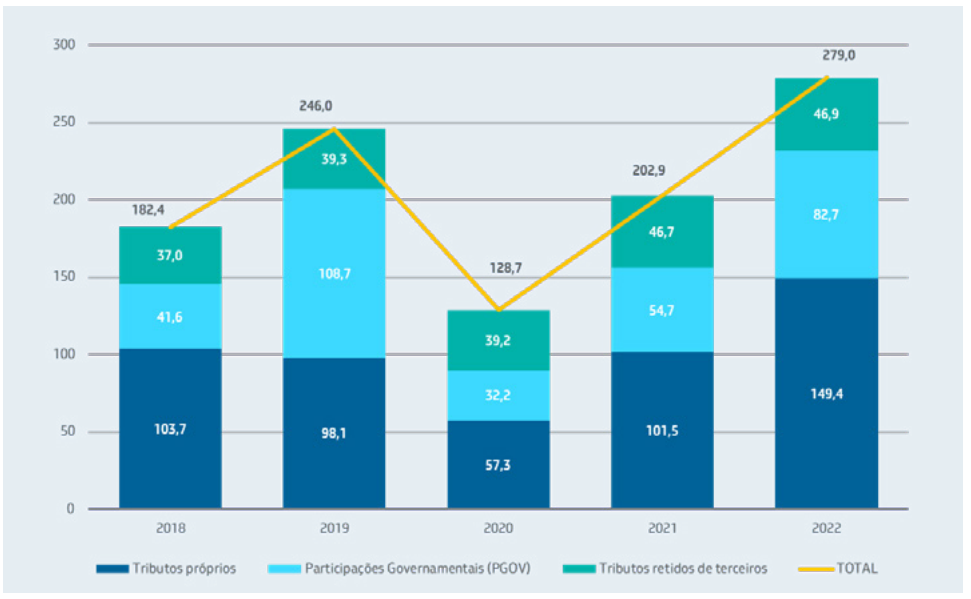
Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

HISTÓRICO DE RECOLHIMENTO DE TRIBUTOS E PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS – POR NATUREZA DE TRIBUTO (R$ BILHÕES)



Plano Estratégico 2023-2027

Visão, Propósito e Valores

Nossa visão e propósito, assim como nossos valores, foram reafirmados no Plano Estratégico 2023-2027:

VISÃO

Ser a melhor empresa de energia na geração de valor, com foco em óleo e gás, sustentabilidade, segurança, respeito às pessoas e ao meio ambiente

PROPÓSITO

Prover energia que assegure prosperidade de forma ética, segura e competitiva

VALORES

- Respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente
- Ética e transparência
- Superação e confiança
- Orientação ao mercado e resultados

Estratégias e Métricas de Topo

Nosso Plano Estratégico 2023-2027 ("PE 2023-27" ou "Plano") mantém a premissa de investimentos com responsabilidade, buscando ser a melhor empresa de energia na geração de valor com foco em óleo e gás, sustentabilidade, segurança, respeito às pessoas e ao meio ambiente.

Nossas estratégias de negócio são os caminhos escolhidos por nós para alcançarmos nossos objetivos, representando escolhas quanto aos segmentos de negócios e em temas relevantes para a indústria de energia.

É importante ressaltar que o Plano Estratégico 2023-2027 poderá ser alterado por decisão do Conselho de Administração. As possíveis alterações serão oportunamente divulgadas ao mercado, respeitando a nossa política de transparência.

NOSSAS ESTRATÉGIAS DE NEGÓCIOS FORAM MANTIDAS, SENDO QUE AS ESTRATÉGIAS AMBIENTAL, SOCIAL E DE GOVERNANÇA (ASG) E A DE INOVAÇÃO FORAM APRIMORADAS

Exploração e Produção	- Maximizar o valor do portfólio, com foco em ativos de águas profundas e ultraprofundas.
Refino, Transporte e Comercialização	- Sair integralmente da participação dos negócios de fertilizantes e das participações societárias em biodiesel. - Atuar com ativos focados na proximidade da oferta de óleo e do mercado consumidor, agregando valor ao parque de refino com processos mais eficientes e novos produtos, em direção a um mercado de baixo carbono. - Atuar de forma competitiva na comercialização de petróleo e derivados, maximizando a captura de valor através da integração e operação segura e eficiente da cadeia logística de *upstream* e *downstream*.
Gás e Energia	- Atuar de forma competitiva na comercialização do gás próprio, saindo integralmente da distribuição e do transporte de gás. - Otimizar o portfólio termelétrico, com foco no autoconsumo e na comercialização do gás próprio.
ASG e Inovação	- Entregar resultados sustentáveis para uma sociedade em transição, ao atuar nos negócios com responsabilidade social e ambiental, segurança, integridade e transparência. - Inovar para gerar valor em nossos negócios, de hoje e do futuro, e atingir os objetivos em descarbonização.

Ao longo de 2022 entregamos uma performance operacional e financeira em linha com o nosso compromisso, materializado nas métricas de topo, de gerar valor para a sociedade e para os acionistas e em plena aderência ao Plano Estratégico 2022-2026, mostrando a nossa resiliência e solidez, e aumentando, dessa forma, o grau de confiança na consecução de nossas metas.

De maneira a garantir o alinhamento dos incentivos para o atingimento das metas corporativas, o PE 2023-27 reafirma as quatro métricas de topo do plano passado, sendo que três métricas impactam diretamente a remuneração variável dos executivos e de todos os nossos empregados.

IAGEE[1] [3]

Índice de atendimento às metas de gases de efeito estufa

VAZO[2] [3]

Volume vazado

Ambição de ZERO fatalidade e vazamento

Δ EVA® [3]

Economic Value Added

TAR

Taxa de Acidentados Registráveis

1) Indicador de atendimento às metas de emissões de gases de efeito estufa (IAGEE) de Exploração e Produção e de Refino.
2) Volume vazado de óleo e derivados.
3) IAGEE, VAZO e Δ EVA® impactam a remuneração variável de todos os empregados, inclusive alta administração.

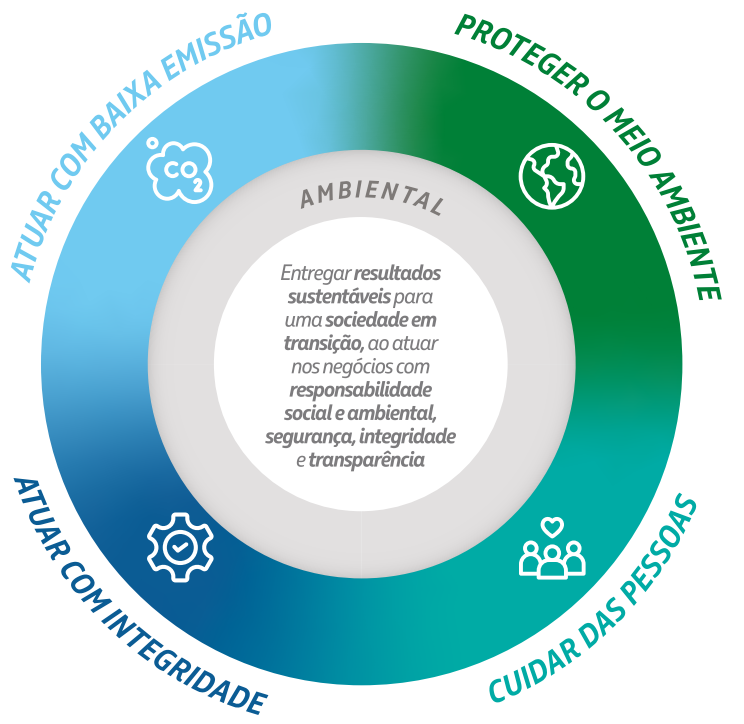
Reafirmamos no PE 2023-27 a ambição de zero fatalidade e zero vazamento. O compromisso com a vida é um valor inegociável e a nossa reconhecida cultura pela segurança segue sendo reforçada todos os dias para fortalecer a segurança operacional e das pessoas. O indicador TAR (taxa de acidentados registráveis por milhão de homens-hora) é uma das métricas de topo, mas não é utilizada para fins de remuneração variável dos empregados.

As métricas IAGEE e VAZO estão alinhadas aos compromissos de baixo carbono e sustentabilidade ambiental do PE 2023-27, enquanto o indicador Delta EVA® representa uma medida de geração de valor econômico.

Compromissos Ambientais, Sociais e de Governança - ASG

Além da importância do tema sustentabilidade na escolha das métricas de topo, seguimos fortalecendo nossas iniciativas relacionadas aos aspectos ambiental, social e de governança (ASG), com o firme compromisso de acelerar a nossa descarbonização e de atuar sempre de forma ética e transparente, com segurança em nossas operações e respeito às pessoas e ao meio ambiente. Reafirmamos nosso objetivo de conciliar a oferta de produtos compatíveis com cenários de descarbonização acelerada, contribuindo com a segurança energética e suprindo a demanda com energia acessível.

O PE 2023-27 integrou os elementos ASG em uma única visão, sintetizando a nossa posição sobre o assunto. Nossa mandala ASG direciona o planejamento e o engajamento com os *stakeholders* e está alinhada aos nossos elementos e objetivos estratégicos. São destacados quatro conjunto de ações (ideias-força): (i) reduzir a pegada de carbono; (ii) proteger o meio-ambiente; (iii) cuidar das pessoas; e (iv) atuar com integridade.



REDUZIR A PEGADA DE CARBONO	**AMBIÇÃO:** Neutralizar as emissões (escopos 1 e 2) nas atividades sob controle da Petrobras e influenciar parceiros a atingir a mesma ambição em ativos não operados, em 2050[10]. . Redução das emissões absolutas[11] operacionais totais em 30%[12] até 2030. . Zero queima de rotina em *flare* até 2030. . Reinjeção de 80 milhões tCO_2 até 2025 em projetos de CCUS. . Intensidade de Gases de Efeito Estufa (GEE) no segmento E&P: atingir intensidade do portfólio de 15 $kgCO_2e$/boe até 2025, mantidos 15 $kgCO_2e$/boe até 2030. . Intensidade de GEE no segmento Refino: atingir intensidade de 36 $kgCO_2e$/CWT até 2025 e 30 $kgCO_2e$/CWT até 2030. . Consolidação da redução de 55%[3] na intensidade de emissões de metano segmento *upstream* até 2025, atingindo 0,29 t CH_4/mil tHC.
PROTEGER O MEIO AMBIENTE	. Redução de 40%[13] da captação de água doce da Petrobras até 2030. . Redução de 30%[4] [13] na geração de resíduos sólidos de processo até 2030. . Destinação de 80% dos resíduos sólidos de processos para rotas de RRR[14] até 2030. . 100% das instalações Petrobras com plano de ação em biodiversidade (PAB) até 2025.
CUIDAR DAS PESSOAS	. Mensurar e divulgar o retorno social de, no mínimo, 50% dos projetos socioambientais voluntários (até 2025). . Manter diagnóstico socioeconômico das comunidades atualizado (até 3 anos) em 100% das operações (de todas as unidades de negócio e refinarias do portfólio). . Promover os direitos humanos (DH) e diligenciar as operações (100% de capacitação dos empregados em DH e 100% das operações com *due diligence* em DH) até 2025. . Promoção da diversidade, proporcionando um ambiente de trabalho inclusivo. . Desenvolvimento de iniciativas de impacto, que contribuam com a solução de problemas sociais e/ou ambientais, envolvendo oportunidades de atuação junto aos nossos públicos de interesse, clientes dos produtos Petrobras. . Promoção de operações seguras, a partir da proteção à vida, capacitando 100% da liderança em saúde mental e atuando na promoção do bem-estar dos mais de 38 mil empregados.
ATUAR COM INTEGRIDADE	. Adoção de modelo de governança que permita o equilíbrio entre eficiência e controle. . Promoção de um ambiente de referência em Ética, Integridade e Transparência na Petrobras. . Fomento à adoção de práticas ASG junto aos públicos de interesses da Petrobras.

Investimentos 2023-2027

O PE 2023-27 consolida a empresa como a maior investidora do país e inclui todos os projetos que apresentaram viabilidade econômica segundo os nossos critérios de governança e aprovação, não havendo qualquer represamento de projetos por restrição orçamentária.

Ampliamos a previsão de investimentos para os próximos anos, com responsabilidade e diligência na alocação dos recursos. Os investimentos (CAPEX) previstos para o período 2023-2027 são de US$ 78 bilhões, 15% superiores ao plano anterior, e estão no mesmo patamar que a média dos pares da indústria. Esse montante é superior à média dos últimos seis planos estratégicos, que foi de US$ 72 bilhões, e sinaliza que os investimentos retornaram ao patamar pré-pandemia. Esses investimentos não incluem a parcela dos nossos sócios, assim como os valores referentes a afretamentos de unidades *offshore* (investimentos realizados pelo afretador, que são remunerados através de taxas de afretamento). Cabe destacar que além desses US$ 78 bilhões, alocaremos ainda cerca de US$ 20 bilhões em afretamentos de novas plataformas, totalizando assim quase US$ 100 bilhões de recursos em projetos.

Na distribuição plurianual do investimento, observa-se que no curto prazo (ano 2023) 95% do CAPEX já está comprometido, enquanto no último ano 2027 cerca de 40% do investimento previsto está compromissado. Ou seja, no médio prazo há um maior nível de flexibilidade com relação aos compromissos assumidos.

10) Nossa ambição refere-se às emissões em território brasileiro, onde ocorrem mais de 97% de nossas emissões operacionais. Para as demais emissões ambicionamos também a neutralidade em prazo compatível com o Acordo de Paris, em alinhamento a compromissos locais e organizações internacionais.
11) Nosso compromisso visa uma condição de manutenção do patamar de emissões em 2030 com relação a 2022 quando consideramos na projeção deste ano as emissões relativas à média de despacho termelétrico dos últimos 5 anos. Nosso compromisso é não exceder 54,8 milhões de toneladas de CO_2 em 2030, exceto se houver demanda acentuada por geração de eletricidade a partir das térmicas devido a eventos nacionais de estresse hídrico. O atingimento do compromisso considera a possibilidade de uso de créditos de carbono, como estratégia complementar, e depende das ações para ganho de eficiência e dos desinvestimentos previstos no PE 2023-27.
12) Em relação a 2015.
13) Em relação a 2021.
14) Reuso, reciclagem e recuperação.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

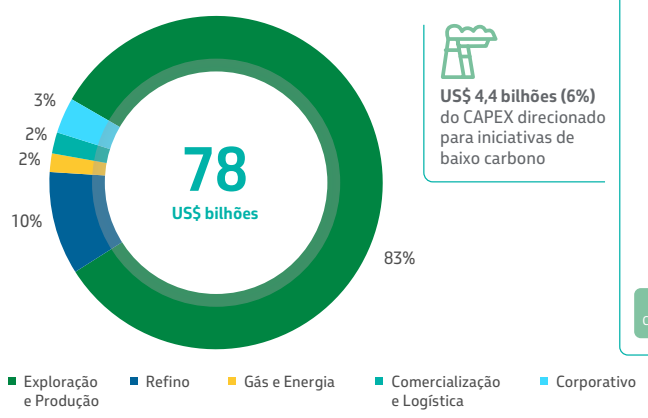
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

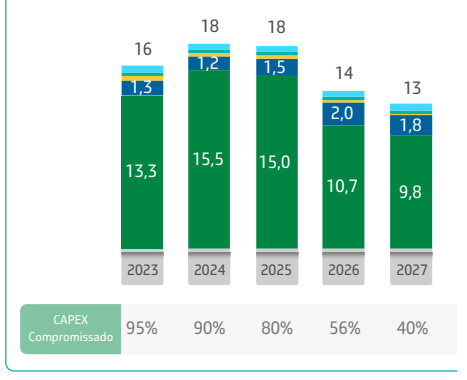
INVESTIMENTOS RESILIENTES PARA SUSTENTAR O CRESCIMENTO

Plano de Investimentos 2023-2027*



US$ 4,4 bilhões (6%) do CAPEX direcionado para iniciativas de baixo carbono

DISTRIBUIÇÃO (US$ bilhões)



* ~60% em dólares.
Não inclui ~US$ 20 bilhões de afretamentos de FPSOs.

Investimentos em baixo carbono

Os investimentos do PE 2023-27 incluem o montante de US$ 4,4 bilhões (6% do CAPEX total) em projetos direcionados a iniciativas em baixo carbono. Desse total, US$ 3,7 bilhões estão planejados para iniciativas de descarbonização de nossas operações (escopos 1 e 2), sendo US$ 0,6 bilhão destinados para o Fundo de Descarbonização (aumento de US$ 0,35 bilhão em relação ao plano anterior), com o objetivo de desenvolvimento de novas oportunidades de descarbonização, enquanto US$ 3,1 bilhões estão alocados para separação e reinjeção de CO_2 (CCUS / EOR), sistemas de detecção de metano, configuração *All Electric*, sistema de recuperação de gases, incluindo f*lare* fechado, eficiência energética, projetos de redução de carbono nas refinarias (Programa RefTOP) e projetos de P&D de descarbonização.

Com o objetivo de apoiar a trajetória de neutralidade de emissões foi reforçado no PE 2023-27 o Programa Petrobras Carbono Neutro e o Fundo de Descarbonização, que visa financiar as soluções de descarbonização que reduzem emissões ao menor custo e alto impacto em mitigação de carbono.

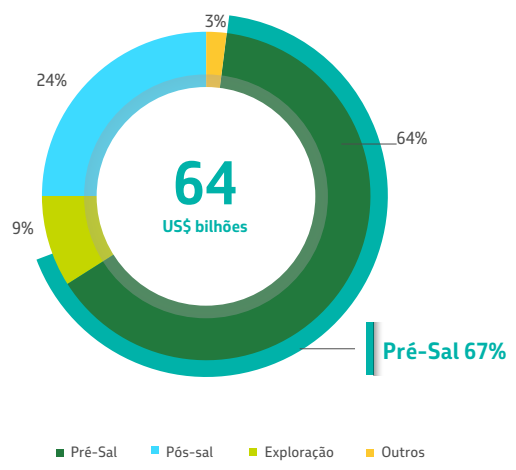
Adicionalmente, estão planejados investimentos de US$ 0,6 bilhão em iniciativas de biorrefino, que prevê projetos para a produção de uma nova geração de combustíveis, mais modernos e sustentáveis, com conteúdo renovável, além de US$ 0,1 bilhão em P&D para novas competências.

Cabe destacar ainda que estamos implementando uma política de reciclagem verde para plataformas em descomissionamento, alinhada com as melhores práticas ASG disponíveis no mercado.

Do CAPEX total no segmento E&P (US$ 64 bilhões), cerca de 67% serão destinados para os ativos do pré-sal. O Plano destaca ainda que os projetos de E&P mantêm a premissa de dupla resiliência – econômica e ambiental: viáveis a cenários de baixos preços de petróleo no longo prazo (*Brent* de US$ 35 por barril) e com baixo carbono (compromisso de intensidade de carbono no portfólio de E&P de até 15 $KgCO_2e$ por barril de óleo equivalente até 2030). Ao mesmo tempo, desenvolvemos grandes projetos de renovação em águas profundas em áreas maduras da bacia de campos (REVIT), aumentando os fatores de recuperação, como os casos de Marlim, já em fase de execução, e Albacora, em fase de detalhamento e contratações, além de Marlim Sul, Marlim Leste e Barracuda e Caratinga, em fase conceitual.

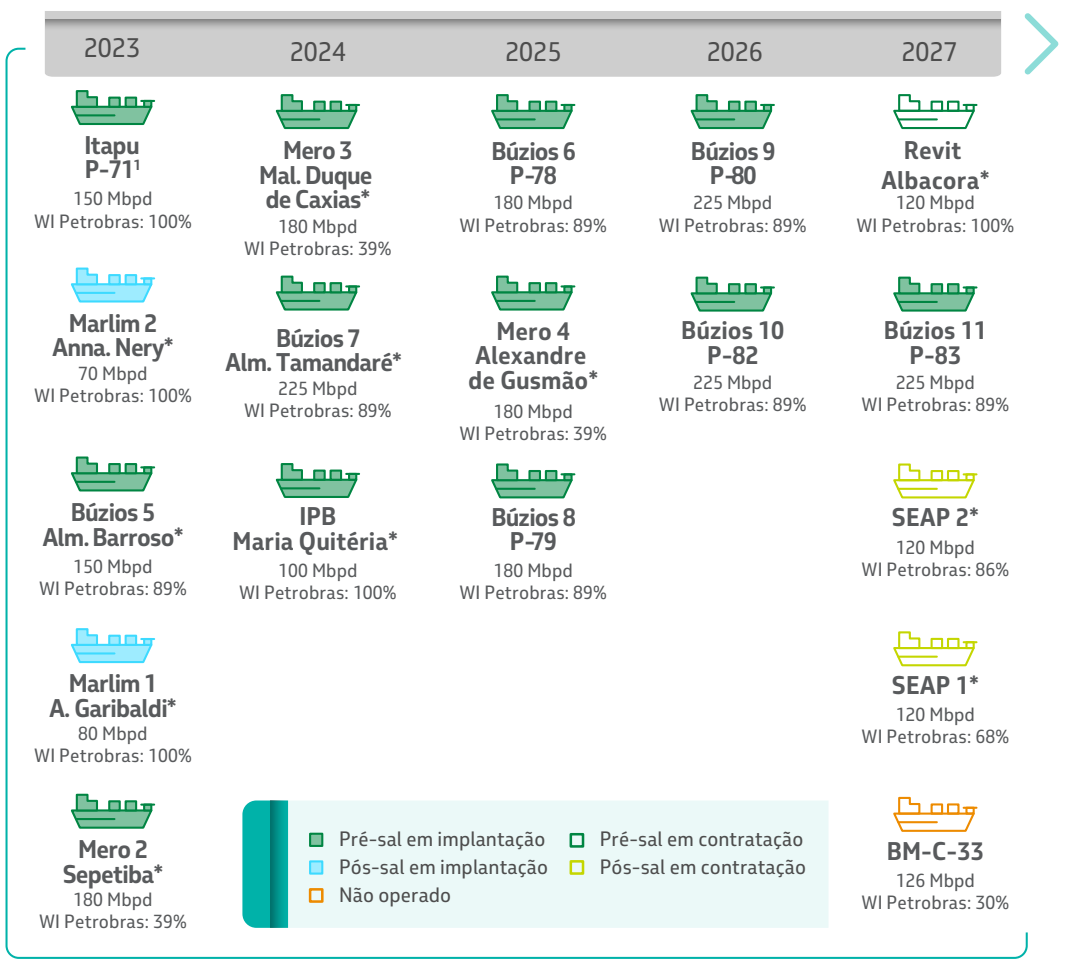
Com o objetivo de buscar novas fronteiras de óleo e gás, incluindo oportunidades em gás não associado, serão investidos US$ 6,0 bilhões em exploração. Essa alocação será principalmente na Margem Equatorial (extensa região entre os Estados do Rio Grande do Norte e Amapá), com 49% dos investimentos, seguido das Bacias do Sudeste (Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo), com 45%. Além disso, estão previstos dois poços exploratórios no bloco de Tayrona, na Colômbia, onde tivemos uma importante descoberta de gás natural também em água profunda.

PLANO DE INVESTIMENTO EM E&P 2023-2027



A figura a seguir exibe a previsão de entrada de dezoito novos FPSOs até 2027, sendo quatorze no pré-sal e quatro no pós-sal. Confirmando a robustez do nosso planejamento, o início de operação da FPSO P-71, no campo de Itapu, que estava originalmente planejado para o início de 2023, foi antecipado para dezembro de 2022.

Implantação de 18 FPSOs, cerca de 50% dos FPSOs do mundo



* Unidade afretada.
1) Antecipado o início da operação para dezembro de 2022.

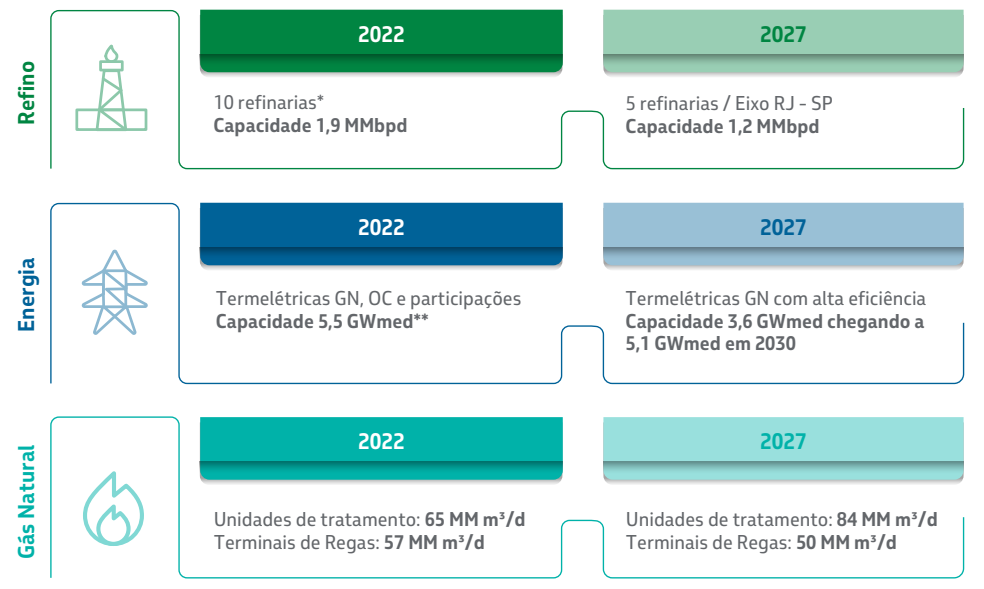
Todas as unidades planejadas para entrar em operação até 2026, além de uma planejada para 2027, já estão contratadas. Das quatro unidades operadas previstas para o ano 2027, três estão em fase de planejamento para contratação. O campo de Búzios receberá o maior número de novas unidades: sete novos sistemas, condizentes com a magnitude e alta produtividade desse ativo.

Logo, com a antecipação da P-71, temos prevista a entrada em operação de 17 (dezessete) novas plataformas (FPSOs) no período 2023-2027, sendo onze afretadas, cinco próprias e uma não operada.

Na área de Refino estamos focando na eficiência operacional e energética das nossas refinarias (RefTop) e em produtos de maior qualidade, através do aumento da capacidade de produção de diesel S-10, e com menor pegada de carbono, com destaque para os investimentos em biorrefino. Foram assegurados recursos para investimentos de modernização na área do *downstream*, como a planta dedicada de BioQAV e de diesel com conteúdo renovável e menor pegada de carbono; e revitalização do Polo Gaslub com nova planta para entrega de lubrificantes de nova geração. O Plano considera a capacidade de 1,2 milhão de barris por dia em 2027.

Na área de Gás e Energia, o PE 2023-27 destaca a continuidade da estratégia de comercialização do gás próprio de forma competitiva, com ações comerciais alinhadas aos aumentos de capacidade, resultantes dos investimentos em expansão da infraestrutura e da oferta própria de gás natural.

ESTRATÉGIA DE REFINO & GÁS NATURAL

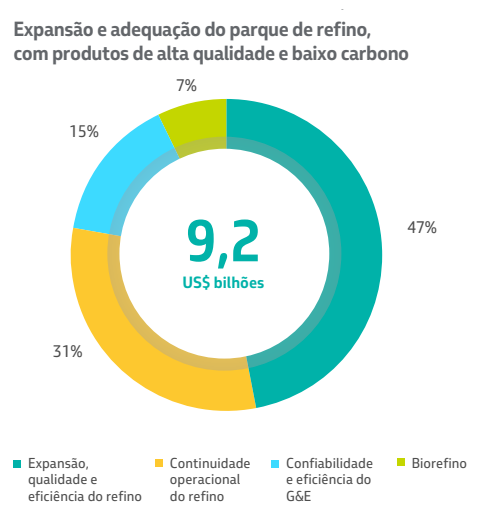


* Não inclui o Ativo Industrial de Guamaré (antiga Refinaria Potiguar Clara Camarão), no estado do Rio Grande do Norte.
** Gigawatt médio.

O CAPEX total da área de Refino e Gás Natural totaliza US$ 9,2 bilhões, dos quais US$ 7,8 bilhões serão alocados no segmento de Refino e US$ 1,4 bilhão, no segmento de Gás e Energia.

PLANO DE INVESTIMENTO EM REFINO, GÁS E ENERGIA 2023-2027

Expansão e adequação do parque de refino, com produtos de alta qualidade e baixo carbono



No segmento de Refino, destacamos o programa RefTOP com uma carteira de investimento de US$ 0,8 bilhão, a qual visa colocar nossas refinarias entre as melhores do mundo em eficiência energética e desempenho operacional no uso de gás natural, vapor e eletricidade. Avançamos na maturidade dessa carteira de projetos, totalizando 148 projetos, sendo 100 em eficiência energética.

Ao olharmos para a ampliação e adequação das unidades de refino, concluímos que aproveitar as oportunidades do parque existente tem-se mostrado mais econômico e atrativo para o refino e para a nossa empresa. Prosseguimos com os investimentos necessários para adequar o parque de refino para o diesel S-10. Com isso, adicionaremos uma capacidade de entrega de diesel S-10 com a nova unidade de hidrotratamento na REPLAN, adaptações na REDUC, REVAP, REGAP e RNEST (1º Trem), e a entrada do GASLUB. Quanto ao 2º Trem da RNEST, a entrada em operação será pós 2027.

No segmento de Gás e Energia, nossos investimentos estão concentrados no Projeto Integrado Rota 3 (PIR 3), do qual faz parte a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), que viabilizará o escoamento e o processamento de 21 milhões de m³/d (dois trens de 10,5 milhões m³/dia) de gás natural produzido no polo pré-sal, aumentando a oferta para o mercado brasileiro. Toda a infraestrutura offshore e de utilidades *onshore* necessárias para a operação do ativo encontram-se concluídas, restando a conclusão de parte das instalações de processamento de gás na UPGN no cluster GasLub com previsão de início de operação em 2024.

Além do projeto PIR 3, estão sendo realizados investimentos para a ampliação da infraestrutura e portfólio de ofertas de gás natural, com destaque para os projetos de SEAP, que contemplam em seu escopo um gasoduto com capacidade de 18 MM m³/d, e do ativo não operado BM-C-33, com gasoduto de capacidade de 16 MM m³/d.

No quinquênio 2023-2027, a área de Comercialização e Logística intensificará a sua atuação de forma competitiva em mercados estratégicos no Brasil e no exterior, com a captação de novos clientes e permanente busca das melhores oportunidades de valorização de seus petróleos e produtos. Outro foco da área é a otimização da infraestrutura logística, através da implantação do programa AVANÇA LOG, com a remoção de gargalos no escoamento de produtos e petróleos, otimização de estoques e redução nos índices de emissões da frota. O CAPEX de Comercialização e Logística previsto no plano é de US$ 1,6 bilhão

PLANO DE INVESTIMENTO EM COMERCIALIZAÇÃO E LOGÍSTICA 2023-2027

O programa Avança Log apresenta investimento de US$ 810 milhões, o que permitirá alavancar a eficiência (maximizar disponibilidade para movimentação de petróleo e derivados), melhorar a infraestrutura (acesso a mercados estratégicos com infraestrutura própria, contratada ou em parcerias), viabilizar a participação na transição energética (explorar oportunidades no caminho da transição energética e sustentabilidade do segmento), e obter agilidade (geração de valor com maior eficiência nos processos internos e soluções digitais).

Diversificação Rentável

Avançando nas iniciativas voltadas para a diversificação rentável em outros segmentos de atuação, em 2022 foram implantados mecanismos de governança específicos ao tema. Foram também mapeados e caracterizados os negócios mais promissores da transição energética, sob a ótica da Petrobras, e reunida toda nossa *expertise* nesses negócios. Além dos esforços para ofertar produtos com menor pegada de carbono, com destaque o biorrefino, o PE 2023-27 trouxe como uma evolução os negócios que foram indicados por uma análise multicritério, dentre vários estudados, como os mais adequados para aprofundamento em nossos estudos: eólica *offshore*, hidrogênio e captura de carbono.

Produção de Óleo, LGN e Gás Natural

A curva de produção de óleo e gás projetada para o período 2023-2027 indica um crescimento contínuo, mesmo considerando os desinvestimentos, explicado pela entrada de novos sistemas de produção e de projetos complementares.

Em linha com o nosso foco estratégico, as atividades de Exploração e Produção estão concentradas em águas profundas e ultra profundas no Brasil. A produção do pré-sal representará 78% do total da nossa produção no final do quinquênio.

A meta de produção total para 2023, incluindo petróleo e gás natural, foi mantida em 2,6 milhões de boed, considerando variação de 4% para mais ou para menos, que se traduz em uma produção operada de 3,8 milhões de

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

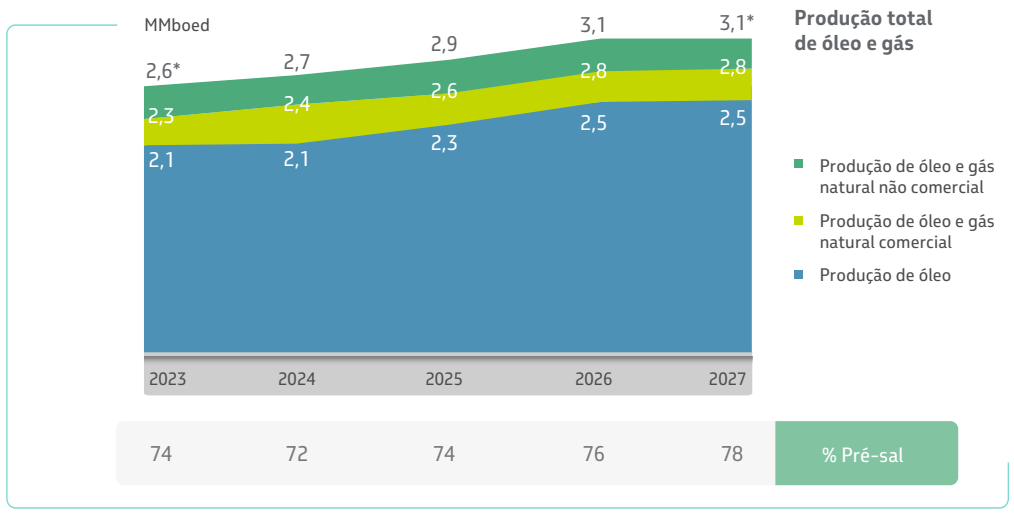
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

barris de óleo equivalente por dia. A meta de produção de óleo para 2023 foi mantida em 2,1 milhões de barris de óleo por dia, com uma variação de 4% para mais ou para menos, considerando os ajustes do Acordo de Coparticipação de Sépia e Atapu, que reduziram 0,1 milhão de boed em relação ao plano passado.

A projeção de produção de óleo para 2024 e 2025 foi reduzida em aproximadamente 0,1 milhão de bpd, na comparação com o plano passado, por ajuste no cronograma de interligação de poços.

PRODUÇÃO TOTAL

milhões boed | Participação Petrobras | Após desinvestimentos | 2023: Com variação de +/- 4%



* Producão total operada: de 3,8 milhões boed (2023) para 4,7 milhões boed em (2027).

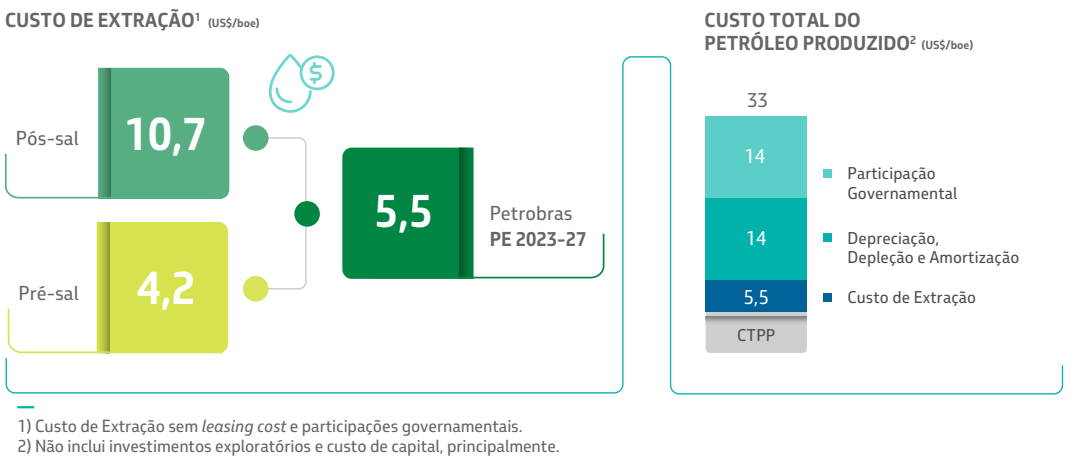
Todas as projeções de produção total e comercial foram mantidas para o horizonte do PE 2023-27. Estimamos chegar em 2027 com a produção total de 3,1 milhões de barris de óleo equivalente por dia, totalizando uma produção operada de 4,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia. No horizonte do plano, a participação das jazidas do pré-sal será crescente, passando de 74% a 78% no final dos cinco anos.

Custos Operacionais

O PE 2023-27 confirma nosso diferencial competitivo e baixos custos, como elemento da nossa resiliência. Observando o nosso histórico, o custo de extração diminui de US$ 7,3/boe, realizado na média 2016-2022, para US$ 5,5/boe no horizonte 2023-2027, alavancado pelo excelente desempenho dos nossos ativos.

Para o Custo Total do Petróleo Produzido (CTPP), composto do Custo de Extração (CE), DD&A (Depreciação de equipamentos de produção, depleção de gastos com prospecção, provisão para custos com abandono e amortizações) e Participações Governamentais, projetamos US$ 33/boe no horizonte 2023-2027, condicionado ao cenário de preços do Plano.

CUSTOS OPERACIONAIS



1) Custo de Extração sem *leasing cost* e participações governamentais.
2) Não inclui investimentos exploratórios e custo de capital, principalmente.

Financiabilidade

As principais premissas para a financiabilidade do PE 2023-27 são:

- Preços competitivos, alinhados ao mercado internacional;
- Caixa de referência definido no plano estratégico de US$ 8 bilhões - montante superior ao nosso caixa mínimo, que atualmente é de US$ 5 bilhões;
- Dividendos conforme Política de Remuneração aos Acionistas vigente;
- Intervalo de referência da dívida bruta de US$ 50 bilhões a US$ 65 bilhões; e
- Gestão da dívida: alongamento da dívida e manutenção em torno de US$ 55 bilhões.

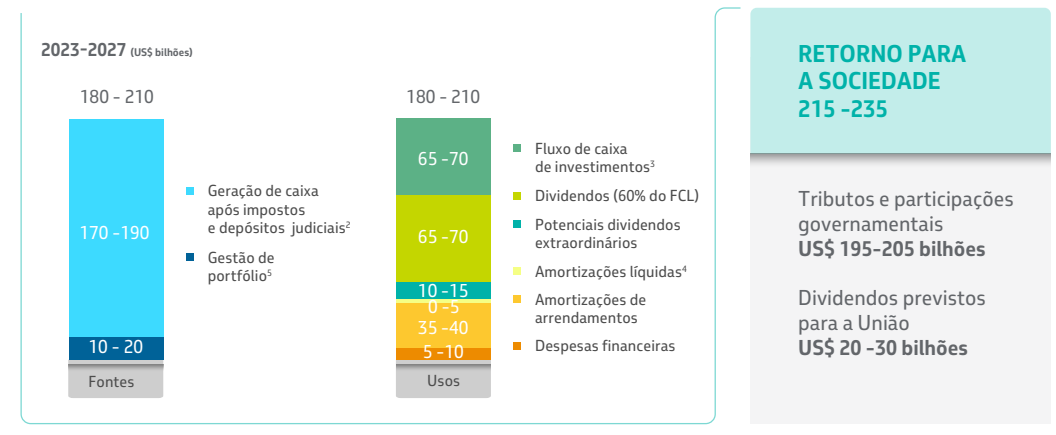
Trabalhamos com cenários de preços, sendo o *Brent* médio previsto para o quinquênio do PE 2023-27 de US$ 75/bbl e a taxa de câmbio média para o mesmo período de R$ 5/US$ no cenário base do plano.

A principal fonte de recursos para financiar os usos previstos no quinquênio é a geração operacional de caixa de nossas atividades, que é complementada pela gestão ativa de portfólio. A gestão ativa permite focar nos ativos que têm potencial para elevar o retorno esperado do seu portfólio de forma sustentável e/ou reduzir riscos.

É importante ressaltar que o PE 2023-27 é autofinanciável para os próximos cinco anos, sendo que aproximadamente 52%[15] da sua geração de caixa retornará para a sociedade.

FLUXO DE CAIXA – FONTES E USOS

~ 52%[1] da geração de caixa retorna para a sociedade



1) Dividendos pagos à União mais tributos e participações governamentais divididos pela geração de caixa antes dos impostos.
2) Considera custos de descomissionamento de cerca de US$ 1,5 bilhão/ano.
3) Exclui arrendamentos classificados no CAPEX total.
4) Considera captações de US$ 11 bilhões.
5) Impacto de aproximadamente 70 Mboed na produção de 2023 e de aproximadamente 150 Mboed nos demais anos.

O PE 2023-27 demonstra o nosso compromisso de ser uma companhia focada na geração de valor, com capacidade de investir, gerar empregos, pagar tributos e distribuir os seus ganhos para a sociedade e seus acionistas. Seguimos a trajetória de ser uma empresa cada vez mais saudável, sólida e resiliente, contribuindo para a geração de energia confiável e eficiente e para um mundo ambientalmente sustentável.

Gestão de Riscos

A gestão de riscos representa uma peça importante para o atingimento das metas estabelecidas no nosso Plano Estratégico, pois busca identificar, medir e desdobrar ações de resposta aos riscos de forma a mitigar seus eventos e efeitos, aumentando a chance de sucesso na realização do planejamento.

Anualmente, levando em consideração a nossa matriz de riscos corporativos e a nossa estratégia, são definidos aqueles riscos que devem ser reportados prioritariamente à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração, passando a ser conhecidos como "Riscos Estratégicos". A seleção dos Riscos Estratégicos é realizada levando em consideração sua importância para a implementação do nosso Plano Estratégico, sua abrangência, seu grau de severidade e/ou recursos demandados para seu tratamento.

As análises de risco suportam as nossas decisões mais relevantes, como ocorre no processo de gestão de portfólio (investimentos e desinvestimentos). Busca-se continuamente uma carteira de projetos e ativos que apresentem retornos acima do custo de oportunidade do capital mesmo em cenários adversos e promovendo desinvestimentos de ativos e operações de forma a maximizar o valor para o acionista. Aliado ao foco na geração de valor, são aplicados critérios para aprovação de projetos de investimentos que sejam rentáveis mesmo em um cenário de estresse, que considera o Brent a US$ 35/bbl no longo prazo. Já na análise dos desinvestimentos, além da aderência estratégica, leva-se em conta, por exemplo, a confiança desejada na manutenção dos índices de alavancagem e, por conseguinte, no cumprimento dos nossos compromissos, em consonância com nosso apetite a risco.

15) Dividendos pagos à União, mais tributos e participações governamentais, divididos pela geração de caixa antes dos impostos.

Ambiental, Social e Governança

Programa Compromisso com a Vida

O Programa Compromisso com a Vida, cujo lançamento do primeiro ciclo ocorreu em outubro de 2016, é composto por projetos estruturantes definidos com base na análise crítica da gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS), com referência nas melhores práticas de mercado, busca o atingimento das nossas ambições Zero Fatalidade e Zero Vazamentos, e o fortalecimento da nossa visão de ser referência em SMS na indústria, tendo como princípios:

- SMS como valor.
- Respeito à Vida.
- Gestão Baseada em Risco.
- Sustentabilidade nos Negócios.
- Excelência e Transparência no Desempenho.

O sexto ciclo, iniciado e desenvolvido ao longo de 2022, teve destaque para ações como:

- **Saúde 365:** Cuidado integral com a Saúde 365 dias no ano, fortalecendo o engajamento e protagonismo dos empregados, por meio de uma plataforma digital que viabilize a troca de informações e disponibilização de conteúdo personalizado;
- **Gestão Dinâmica de Barreiras:** Fortalecimento da segurança de processo com foco na capacitação técnica e adoção de melhores práticas e soluções tecnológicas que garantam a integridade e a confiabilidade das instalações;
- **SMS na Prestação de Serviços:** Melhorias nos processos de seleção de empresas prestadoras de serviço e fiscalização de contratos levando em conta aspectos de SMS;
- **Gestão da Água:** Redução da captação de água doce e aprimoramento do processo de gestão de efluentes, tornando-o mais proativo e preventivo;
- **Mar Azul:** Prevenção a perdas de contenção, nas operações *offshore*, com impacto às pessoas e ao meio ambiente;
- **Pró-Dutos:** Mitigação dos riscos relacionados a perda de contenção decorrente de derivações clandestinas, fortalecendo a continuidade operacional, reduzindo impacto a pessoas e ao meio ambiente;
- **Jornada de Fatores Humanos:** Implementação da Jornada Petrobras de Fatores Humanos, fortalecendo a confiança mútua, uma cultura justa com foco no aprendizado, tornando a empresa cada vez mais resiliente;
- **SAP-SMS:** Integração das informações, padronização e simplificação de processos, bem como agilidade na tomada de decisão a partir de dados analíticos, com maior confiabilidade.

EVOLUÇÃO DA TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS (TAR)

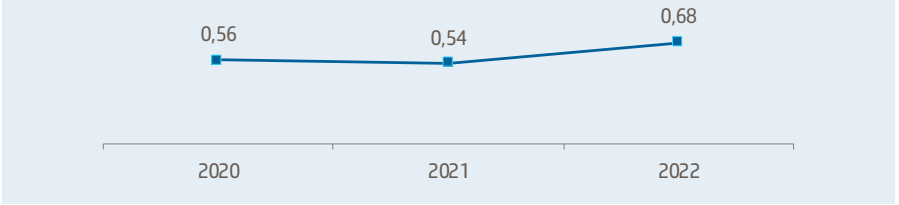
O respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente é um valor para a Petrobras.

Temos por meta operar dentro dos melhores padrões de segurança mundial. Uma de nossas métricas de topo é a Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homens-hora (TAR) abaixo de 0,7.

Em 2022, obtivemos uma TAR de 0,68, 26% acima do realizado em 2021, quando tínhamos alcançado uma TAR de 0,54.

Apesar dos nossos esforços na busca pela melhoria contínua na gestão e cultura de segurança, registramos e lamentamos a ocorrência de cinco fatalidades no ano de 2022. Em todos os acidentes fatais, nossa primeira ação foi o apoio pessoal das lideranças às famílias dos acidentados. As ocorrências foram imediatamente informadas para os Diretores, Presidente da Petrobras e Presidente do Conselho de Administração, além do Gerente Executivo da área onde ocorreu a anomalia, dando início à análise de abrangência do acidente e à implementação de ações emergenciais de bloqueio de possíveis ocorrências da mesma natureza. Realizamos o processo de investigação e análise, sob a coordenação de gerentes executivos e equipe multidisciplinar, para identificar as causas dos acidentes. Consolidamos e divulgamos ações para evitar a reincidência desses acidentes. As lições aprendidas são discutidas em fóruns com os gestores e divulgadas para os nossos colaboradores.

TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS - TAR - POR MILHÃO DE HOMENS-HORA



Mudanças Climáticas

NOSSAS AÇÕES RELACIONADAS ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS SÃO SUSTENTADAS POR TRÊS PILARES[16]:

1	2	3
Quantificação de Carbono e Transparência	**Resiliência da nossa posição em fósseis frente à transição para baixo carbono**	**Fortalecimento das nossas competências para criar valor em baixo carbono**
Nesse contexto:		
Nossas decisões de hoje afetam o desempenho em carbono e a geração de valor no curto, médio e longo prazo. Trabalhamos para que os riscos e oportunidades em carbono sejam adequadamente captados em cenários, quantificados e considerados em nossas escolhas, buscando a sustentabilidade e resiliência de nosso negócio, o que requer a atenção à melhoria contínua dos processos decisórios. Adotamos a transparência em carbono e destacamos nosso suporte público ao TCFD – *Task Force for Climate Related Financial Disclosures*, seguindo suas recomendações como referência na divulgação de informações relacionadas às mudanças climáticas, assim como a adoção de referências externas de disclosure e desempenho como SASB, IPIECA, GRI e IOGP.	É nossa prioridade operar com baixos custos e com desempenho superior em carbono, resguardando a competitividade de nossos óleos nos mercados mundiais em um cenário de desaceleração e posterior retração da demanda. No nosso entendimento, as empresas serão tão mais competitivas para o mercado de longo prazo quanto forem capazes de produzir com baixos custos e com menor emissão de gases de efeito estufa, prosperando em cenários de baixo preço de petróleo, de precificação de carbono e possíveis práticas de diferenciação do petróleo em função de sua intensidade de carbono na produção.	Reconhecemos que os objetivos do Acordo de Paris requerem profunda redução das emissões de gases do efeito estufa e a transformação do fornecimento de energia. Nossos cenários apontam para a inequívoca transição energética, com ritmo incerto. Os riscos e oportunidades são distintos e dependem dos mercados, das características de cada empresa, da evolução da inovação e de políticas públicas. Para fortalecer nosso posicionamento em baixo carbono, priorizamos o investimento em descarbonização de nossas operações, biorrefino e competências para o futuro. Estamos avançando na análise de possíveis novos negócios que possam diversificar as receitas e reduzir a exposição ao carbono, garantindo a nossa sustentabilidade no longo prazo.

No Plano Estratégico 2023-2027, adotamos novas premissas de preço de petróleo (*Brent*) para valoração de nossas oportunidades de negócio, considerando um intervalo de preço de petróleo variando da média de US$ 85/bbl em 2023 e atingindo US$ 55/bbl a partir de 2030. Todos os nossos projetos precisam ter viabilidade econômica no cenário de resiliência, com menor preço de petróleo, US$ 35/bbl, compatível com cenários de transição energética acelerada.

Desde 2011, assumimos metas voluntárias para redução na intensidade das emissões de gases do efeito estufa e melhoria do aproveitamento energético de nossos processos. Em 2019, nossas metas voltadas para descarbonização passaram a ter o ano-base de 2015, ano de criação do Acordo de Paris. A cada ciclo de Plano Estratégico nossos compromissos são reavaliados. De nossos seis compromissos públicos relativos à temática de carbono, três foram atualizados no Plano Estratégico 2023-27:

- **Redução das emissões absolutas em 30% até 2030:** A revisão do compromisso de emissões absolutas operacionais (de 25% para 30%, ambas no ano base 2015) demonstra nossos esforços no sentido de acelerar a descarbonização de nossas operações.
- **Reinjeção de 80 milhões tCO_2 até 2025 em projetos de CCUS:** Nosso compromisso anterior apontava para reinjeção de 40 milhões de tCO_2 até 2025 em projetos de CCUS-EOR (captura, utilização e armazenamento geológico de CO_2 associado a *Enhanced Oil Recovery* – EOR – Recuperação Avançada de Petróleo). Temos o maior programa de

16) Mais informações sobre mudanças climáticas podem ser encontradas no Caderno do Clima, que está disponível no nosso site de Relações com Investidores (**www.petrobras.com.br/ri**).

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

reinjeção de CO_2 *offshore* do mundo nos campos do pré-sal (Global Status of CCUS 2022), em relação a capacidade anual de reinjeção e conseguimos atingir esse patamar de reinjeção já em 2022. Dessa maneira, aumentamos nosso compromisso, dobrando o valor acumulado de reinjeção até 2025: 80 milhões de tCO_2.

- **Consolidação da redução de 55% da intensidade de emissões de metano no *upstream* até 2025:** A revisão da meta de intensidade de emissões de metano (40% para 55%, ambas no ano base 2015) demonstra nosso comprometimento com a redução de GEE e o aumento da eficiência em metano. Esse movimento está em linha com as diversas iniciativas que participamos no setor, como a Ambição *Near Zero Methane* e o painel global de monitoramento de *flaring* da OGCI, e à iniciativa *Zero Routine Flaring* do Banco Mundial. Para reforçar a gestão de metano, também aderimos ao *Oil & Gas Methane Partnership* (OGMP) 2.0.

Para mais informações sobre nossos compromissos ASG, métricas de topo e investimentos na descarbonização, veja a seção "Plano Estratégico 2023-2027" desse relatório.

Em 2022, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte[17]:

- Emissões totais de GEE de 48 milhões tCO_2e, compatível com nossa meta de redução em 30% até 2030, em comparação com 2015;
- Intensidade de carbono em E&P de 15 $kgCO_2e$ / boe, a caminho de atingir a meta de médio prazo de 15 $kgCO_2e$ / boe em 2025[18] e mantidos até 2030;
- Intensidade de carbono no refino de 37,9 $kgCO_2e$ / CWT, a caminho de atingir a meta de médio prazo de 36 $kgCO_2e$ / CWT em 2025[19] e 30 $kgCO_2e$ / CWT até 2030.

O baixo despacho termelétrico em 2022, afetou significativamente nosso resultado. Além disto, as ações de eficiência e de redução de perdas implantadas nos segmentos operacionais e os desinvestimentos concluídos ao final de 2021 e ao longo de 2022 também foram vetores para menor emissão de GEE.

Com relação a intensidade de carbono no E&P, nosso compromisso é buscar a continuidade na melhoria da eficiência em carbono de nossas atividades. Em projetos de óleo e gás, é natural que os campos amadureçam ao longo do tempo, apresentando aumento progressivo da produção de água e da demanda de energia, bem como redução da taxa de produção de petróleo. Como consequência, a fim de ampliar seus níveis de produção, torna-se necessário empregar técnicas intensivas em energia, como a injeção de água e/ou gás. Essa tendência natural de aumento de intensidade do portfólio gera um desafio adicional ao desempenho de carbono do segmento. Quanto maior for a intenção de reduzir a intensidade de emissões em todo o portfólio do E&P, mais desafiador será contrabalançar o IGEE de campos maduros. Neste sentido, os 18 novos FPSOs que planejamos implantar neste quinquênio se tornam um desafio e uma oportunidade para redução da intensidade de emissões do segmento.

Nossas metas de intensidade de carbono (E&P e Refino) representam cobertura de 82% das emissões de atividades que operamos, considerando o ano de 2022.

Colaboramos com iniciativas para o desenvolvimento climático e continuamos fazendo parcerias com outras empresas e com a comunidade de ciência, tecnologia e inovação. Destacamos, por exemplo, nossa participação na *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI), nosso apoio à iniciativa *"Zero Routine Flaring by 2030"* do Banco Mundial, que é um dos nossos compromissos de sustentabilidade, e a adesão ao *Oil and Gas Methane Partnership 2.0*.

Publicamos mais informações sobre os desafios da mudança climática em nossas escolhas e processos em nosso Caderno de Mudança do Clima, que está disponível no nosso site de Relações com Investidores (**www.petrobras.com.br/ri**).

Atuação Socioambiental

Em 2022, investimos R$ 7,436 bilhões em iniciativas para aperfeiçoar o nosso desempenho em SMS, contribuindo para que as práticas operacionais de nossas unidades sejam seguras, eficientes e ambientalmente responsáveis e para atender à legislação específica.

Avaliamos, sistematicamente, nos projetos de investimento, os principais riscos nas dimensões segurança, meio ambiente e saúde. Os resultados dessas avaliações são acompanhados, periodicamente, pelo Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde do Conselho de Administração, constituído por três conselheiros e dois membros externos especialistas.

A expansão da atividade econômica e o continuado processo de urbanização trazem crescentes desafios para a segurança hídrica. Nesse contexto, consolidamos nossa gestão baseada na identificação e mitigação de riscos hídricos e na racionalização do uso da água. Buscamos a adoção de tecnologias pouco intensivas no uso da água, a minimização do seu uso nas operações e processos, o reuso e a identificação de fontes alternativas de suprimento, sempre considerando a disponibilidade hídrica local e a viabilidade técnico-econômica das ações. Investimos continuamente em projetos de P&D relacionados ao gerenciamento de recursos hídricos e efluentes, constantemente em parcerias com universidades e institutos tecnológicos. Assim, visando garantir nosso acesso à água e contribuir para a disponibilidade hídrica nas regiões onde atuamos, atualizamos, em nossa cesta de compromissos ASG do Plano Estratégico 2023-2027, a meta relacionada à captação de água doce para uma redução de 40% até 2030 (calculada com base no desempenho de 2021). Entre 2018 e 2021, já alcançamos uma redução de 17% da nossa captação de água doce.

O modelo de produção linear tem colocado grande pressão sobre o meio ambiente e o capital natural, gerando impactos relacionados à extração de recursos naturais e à geração de resíduos sólidos. Em função disso, empreendemos esforços para melhoria contínua da gestão de nossos produtos em todo o ciclo de vida e temos buscado fechar nossos processos à luz da economia circular, reinserindo os resíduos no ciclo produtivo de forma a minimizar sua disposição final no meio ambiente e a necessidade de extração de matéria prima.

Desde 2013 adotamos práticas de economia circular em nossas atividades para prevenção da geração de resíduos sólidos, com destaque para o reaproveitamento de borras oleosas na produção de óleo de xisto e coque verde de petróleo. Essas práticas permitiram reduzir a geração de resíduos perigosos em mais de 62% no período entre 2012 e 2022, minimizando seus eventuais impactos negativos ao meio ambiente e às pessoas.

Reconhecendo a relevância do tema para a sustentabilidade de nossos negócios em toda nossa cadeia produtiva, avançamos em relação a nosso compromisso anterior de crescimento zero na geração de resíduos de processo até 2025 e nos comprometemos, no PE 2023-27, com a redução de 30% na geração de resíduos sólidos de processo até 2030 e com a destinação de 80% dos resíduos sólidos de processo para rotas RRR (Reuso, Reciclagem e Recuperação) até 2030, em linha com as práticas do setor de petróleo e gás.

Adicionalmente, alinhado ao tema economia circular, estamos implantando um projeto piloto do Programa Petrobras Socioambiental na região metropolitana do Rio de Janeiro para seleção de cooperativas de catadores para reutilização ou reciclagem de resíduos sólidos de quatro unidades nossas, com potencial de reaproveitamento de 600 toneladas por ano de recicláveis e investimento de R$ 8,9 milhões, visando o fortalecimento do setor. Um dos objetivos com esse piloto é avaliar a possibilidade de expansão do projeto para todas as regiões onde operamos.

Reconhecendo os riscos associados com à biodiversidade e serviços ecossistêmicos, e os reflexos desses riscos na sociedade em geral e, em particular, no setor produtivo, reforçamos a gestão de riscos e impactos à biodiversidade na nossa agenda ambiental.

No âmbito do nosso PE 2023-27, dentre os compromissos ASG, reafirmamos o compromisso em biodiversidade de termos "100 % de nossas instalações com Planos de Ação em Biodiversidade (PABs) até 2025", ajustando seu escopo. Nesse contexto, destacamos a busca pela melhoria da biodiversidade em nossas áreas de atuação e a busca pelo ganho líquido em áreas vegetadas, contribuindo para o aumento da quantidade e variedade de fauna e flora, proporcionando mais serviços ecossistêmicos, incluindo a mitigação da mudança do clima, e com a consequente redução de riscos ao negócio. Ademais, explicitamos a elaboração de nossos Planos de Manejo de Fauna (PLAMFs) para todas nossas instalações, além da avaliação de impactos e dependências de serviços ecossistêmicos. Salienta-se, ainda, o aumento do número de espécies de fauna ameaçadas a serem protegidas por nossos projetos apoiados pelo Programa Petrobras Socioambiental até 2030, ao mesmo tempo que aumentamos as áreas a serem recuperadas e conservadas e o fortalecimento das áreas protegidas, por meio dos projetos apoiados pelo Programa.

Nossas ações em biodiversidade são integradas através do nosso Relatório Anual de Biodiversidade, que consolida dados e informações de todas as nossas instalações e inseridas, no nosso Programa "Compromisso com a Vida", acompanhado pela alta liderança. Já foram desenvolvidos PABs para 18 unidades e instalações (30% do total) e foram elaborados PLAMFs para 38 unidades e instalações. Para 2023 temos como meta a elaboração ou revisão de 36 PABs, quando atingiremos aproximadamente 60% do Compromisso em Biodiversidade.

Em 2022, ingressamos na Plataforma de Ação pela Natureza Brasil, lançada pelo Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) na 15ª Conferência das Partes (COP 15) da Convenção da Diversidade Biológica (CDB), em parceria com o WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*), o TNFD (*Taskforce on Nature-related Financial Disclosures*) e a *Nature Climate Alliance*. A iniciativa busca soluções que levem a um impacto positivo sobre a natureza e para endereçar e gerir as dependências e impactos na biodiversidade, por meio da implementação de novos arcabouços sobre o tema, internacionalmente reconhecidos. Ainda na COP 15, lançamos nosso Caderno de Biodiversidade (**https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/biodiversidade/**), uma publicação que reúne algumas ações e projetos apoiados ou desenvolvidos por nós, que contribuem para o conhecimento e a conservação da biodiversidade nos biomas brasileiros, tais como: o "Projeto Restauração Funcional de Florestas", em parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro, que visa otimizar os resultados da restauração de florestas; o "Reflorestamento da Estação Ecológica do Jataí" (SP), projeto oriundo da compensação das emissões de CO_2 do Teste de Longa Duração da Área de Tupi, no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos, que consiste no reflorestamento de 390 hectares de vegetação nativa do Cerrado; o "Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos" (PMC-BS), exigência do licenciamento ambiental federal, conduzido pelo IBAMA, realizado em áreas costeiras e oceânicas dessa bacia, no sudeste do Brasil, abrangendo 272.567 km², distâncias de até 350 km da costa e profundidades superiores a 2.000 m, que objetiva avaliar potenciais impactos das atividades de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás natural e contribuir com a conservação dos cetáceos, como baleias e golfinhos; e a adoção do guia "Recomendações de Navegação Segura", produzido pelo Instituto Baleia Jubarte, Projeto Baleia à Vista e *Great Whale Conservancy,* pelo Terminal Almirante Barroso (TEBAR), que se tornou o primeiro Terminal Amigo das Baleias no Atlântico Sul.

Em nossas atividades produzimos e movimentamos grandes volumes de petróleo e seus derivados, por esse motivo, uma gestão adequada dos processos e práticas é essencial para prevenção de perda de contenção e vazamentos que podem resultar em impactos ao meio ambiente e às pessoas.

Nossos planos de resposta a vazamentos se estruturam em níveis local, regional e corporativo. O plano de contingência corporativo fornece a estrutura e as informações para disponibilização de recursos adicionais aos Planos de Resposta a Emergências das unidades, no Brasil e no exterior. Esses recursos adicionais estão distribuídos nos Centros de Defesa Ambiental (CDAs) e em bases avançadas, localizados em vários pontos do território nacional, além dos Centros de Resposta a Emergência da Transpetro.

Nesse contexto, o nosso PE 2023-27 manteve como uma de nossas métricas de topo o volume vazado de óleo e derivados (VAZO), tendo como ambição Zero Vazamento. Essa ambição é suportada por iniciativas internas como, por exemplo, o Programa Mar Azul e o Projeto de Gestão Dinâmica de Barreiras de Segurança de Processo, ambos parte do "Programa Compromisso com a Vida".

Em 2022, foram registrados nove eventos de vazamentos acima de um barril que atingiram o meio ambiente, totalizando 218,03 m³, ficando acima do limite de alerta de 120 m³ estabelecido internamente para o ano. A principal contribuição para esse resultado, se deu por um evento ocorrido em janeiro de 2022, no campo de Jubarte, que resultou no vazamento de 191,5 m³ de hidrocarbonetos (88% do volume total registrado em 2022). Para todas as ocorrências, são tomadas medidas de contingência necessárias para reduzir os impactos associados bem como realizadas as análises de acidentes para minimizar o risco de novas ocorrências. O Programa Mar Azul incorporou, ao longo de 2022, as lições aprendidas com eventos de perda de contenção aos processos e rotinas das unidades de produção, buscando a sua integração com as barreiras de segurança.

No que pesem as ações preventivas e compromissos já assumidos, por sermos uma empresa de energia com foco em óleo e gás, ao realizarmos nossas atividades utilizamos recursos naturais e eventualmente impactamos os ecossistemas. Os principais impactos, nos três últimos anos, foram os seguintes:

PRINCIPAIS IMPACTOS

	2022	2021
Emissões (milhões ton CO_2e)	**48**[20]	62[21]
Biodiversidade (Eventos com impacto confirmado ou provável à fauna, flora ou habitat)	**9**	10[22]
Resíduos sólidos perigosos gerados nos processos industriais (mil ton)	**99**	109
Efluentes[23] (milhões m³)	**235,2**	251,3
Vazamentos[24] (m³)	**218,03**	11,6

Por meio do Programa Petrobras Socioambiental, aplicamos recursos em diversos projetos socioambientais. As linhas de atuação do programa em 2022 foram: educação, desenvolvimento econômico sustentável, florestas e oceano. Nesse modelo, o propósito do investimento socioambiental é contribuir para as comunidades onde estamos inseridos e para a sustentabilidade do negócio, apoiando iniciativas socioambientais que gerem valor para a Petrobras e para a sociedade. Com intuito de potencializar os resultados e a gestão de indicadores, fomentamos a atuação em redes por parte das instituições.

Em 2022, seguimos presentes na sociedade também por meio dos patrocínios de comunicação. Trabalhamos com a carteira já vigente e inserção de novos projetos durante o ano, nos segmentos cultural, esportivo e de negócio, ciência e tecnologia[25].

Na esfera cultural, os patrocínios estão relacionados a projetos brasileiros de mérito artístico e inovadores, com potencial de retorno de imagem e alinhados à nossa estratégia de marcas. Os projetos patrocinados atendem as linhas de ação "música", "artes cênicas", "audiovisual" e "múltiplas expressões". A seleção pública realizada trouxe 15 novos projetos, voltados para a valorização da brasilidade em museus e espaços culturais de 10 estados brasileiros.

Nos patrocínios esportivos, o destaque foi a continuidade do apoio ao treinamento de atletas de esportes olímpicos que juntos formam o chamado Time Petrobras e representarão o Brasil nos Jogos Olímpicos e Paralímpicos em Paris 2024.

Os patrocínios a eventos de negócio, ciência e tecnologia, intensificam o relacionamento com parceiros, investidores, clientes, comunidade acadêmica e científica, dentre outros. Patrocinamos diversas iniciativas que despertam a curiosidade e promovem experimentações e conversas sobre temas relacionados às ciências, à inovação e ao mundo em transformação.

Em 2022, investimos R$ 120,9 milhões em projetos socioambientais.

Em suas atividades, os projetos do Programa Petrobras Socioambiental engajaram crianças e adolescentes, mulheres, negros, pessoas com deficiência, povos indígenas, povos e comunidades tradicionais como públicos prioritários. Os participantes dessas iniciativas foram beneficiados por meio de ações de educação complementar no contraturno escolar, educação ambiental, esporte educacional, formação de professores, capacitação para o trabalho, formação para o turismo sustentável e apoio técnico para recuperação de áreas, entre outras realizadas pelos projetos apoiados.

Estamos comprometidos com o desenvolvimento de iniciativas de impacto, que contribuam para a solução de problemas sociais e/ou ambientais, envolvendo oportunidades de atuação junto aos nossos públicos de interesse, clientes dos nossos produtos. Assim, para aumentar nossa contribuição à sociedade para além dos projetos socioambientais, em 2022 realizamos R$ 272,4 milhões em doações de recursos, sendo R$ 9,3 milhões destinados à realização de ações emergenciais para apoio na aquisição de insumos necessários à resposta e recuperação das localidades atingidas e atendimento a pessoas em situação de vulnerabilidade social, ocasionada ou agravada pelas enchentes ocorridas nos estados da Bahia, Minas Gerais, Pernambuco e no município de Petrópolis-RJ. Além disso, auxiliamos famílias em situação de vulnerabilidade social das cinco regiões do país, por meio da doação de R$ 263,1 milhões que contribuíram para a aquisição de gás de cozinha, associado, quando possível, à entrega de itens de alimentação. Com isso, conseguimos atender comunidades vizinhas às operações, por meio dos projetos socioambientais que já atuam em parceria com a Petrobras, bem como instituições sem fins lucrativos de alcance nacional, tais como: Ação da Cidadania, Central Única das Favelas (Cufa), Gerando Falcões e Movimento União BR. Tais instituições já realizam campanhas de arrecadação de alimentos e possuem grande capilaridade e capacidade de operacionalização. A organização social Gastromotiva também foi uma parceira para ampliar o fornecimento de alimentação para pessoas em situação de insegurança alimentar em grandes centros urbanos do país.

Essas iniciativas de doação somadas ao investimento socioambiental, totalizam R$ 393,3 milhões em benefícios sociais. Além das iniciativas já mencionadas, possuímos, desde janeiro de 2021, uma Comissão de Direitos Humanos da Petrobras, composta por representantes de 24 áreas, responsável por gerir a implementação da agenda de Direitos Humanos, estabelecida pelas Diretrizes de Direitos Humanos da Petrobras, com vista a garantir a integração dessa agenda de maneira ampla e transversal no nosso negócio.

Publicamos anualmente as informações socioambientais em nosso Relatório de Sustentabilidade, que está disponível no nosso site de Relações com Investidores (**www.petrobras.com.br/ri**).

Ações em resposta à pandemia de Covid-19

Para a finalidade de enfrentamento à pandemia de Covid-19 mantivemos ativa uma Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) durante o período de março de 2020 a maio de 2022. Essa estrutura, baseada na metodologia de gerenciamento de Sistema de Comando de Incidentes (ICS), coordenou de forma sistematizada as ações para prevenir e combater o avanço da Covid-19 e mitigar suas consequências.

Em maio de 2022, pouco após a publicação da Portaria GM/MS Nº 913 de 22 de abril de 2022 declarando o encerramento da Emergência em Saúde Pública de Importância Nacional em decorrência da Covid-19, a nossa EOR foi desmobilizada, e as atividades de Vigilância em Saúde da Covid-19 e de enfrentamento à pandemia passaram a ser realizados rotineiramente pelas equipes que compõem a nossa estrutura de saúde.

As orientações de saúde anteriormente publicadas através de notas técnicas emitidas pela EOR foram consolidadas em um padrão corporativo de enfrentamento à Covid-19, documento que é periodicamente submetido a revisão, frente às atualizações de legislações e publicações de autoridades sanitárias, mudanças do cenário epidemiológico e novos conhecimentos sobre a doença. Em alinhamento com as orientações registradas no padrão corporativo e sempre pautados nas evidências científicas acerca da doença e seus mecanismos de prevenção e controle, as equipes de saúde têm mantido o estreito acompanhamento do cenário epidemiológico da Covid-19, o que abrange tanto o cenário brasileiro, quanto o cenário interno, em nossas diferentes unidades, e efetuam, sempre que necessário, o reforço às ações de prevenção vigentes ou mesmo a implementação de novas estratégias.

Em continuidade ao retorno ao trabalho presencial iniciado pela alta liderança da empresa no segundo semestre de 2021, o movimento de retorno gradual e escalonado da força de trabalho administrativa foi retomado em 2022 com a devida atenção às medidas recomendadas para prevenção à Covid-19. Para esse público, também consta implementado o regime híbrido, com possibilidade de teletrabalho em até três dias da semana, o que resulta em uma menor circulação nas instalações administrativas.

Além das ações de prevenção e controle da Covid-19 que são conduzidas rotineiramente nas instalações da empresa, mantivemos em 2022 especial atenção à questão de saúde mental e buscamos proporcionar facilidades no atendimento de empregados com sintomas da Covid-19. Disponibilizamos atendimentos de forma remota por nossa equipe de psicologia a empregados e prestadores de serviço, sendo realizados mais de mais de 400 atendimentos em 2022. Adicionalmente, oferecemos a nossos empregados e seus dependentes, através do plano de saúde, o serviço de telessaúde através de plataforma digital, possibilitando o rápido atendimento de casos com sintomas da doença. Incentivamos a vacinação da força de trabalho de acordo com o Plano Nacional de Imunizações (PNI). Em 31 de dezembro de 2022, mais de 96% dos empregados haviam completado o esquema vacinal básico.

Governança

As boas práticas de governança corporativa e *compliance* constituem um pilar de sustentação para os nossos negócios. Nossa prioridade é atuar sempre orientados pela ética, pela integridade e pela transparência. Adicionalmente, considerando nossa atuação em mercados cada vez mais competitivos, é importante que nosso modelo de governança assegure o equilíbrio entre eficiência e controle para nos garantir atuação ágil e segura ao mesmo tempo.

Nos últimos anos, implementamos avanços significativos na governança corporativa e nos nossos sistemas de integridade, *compliance* e controles internos. Adotamos rigorosos padrões de ética e integridade por meio de iniciativas que reforçam nosso propósito, valores e compromisso com a melhoria contínua e alinhamento às melhores práticas do mercado.

Neste sentido, realizamos constantemente melhorias em nossas práticas e em nossos principais instrumentos de governança, como o Estatuto Social; regimentos internos do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e dos comitês de assessoramento a estes órgãos; políticas e códigos, entre outros.

17) Os resultados de desempenho em emissões em 2022 ainda serão verificados por terceira parte, sendo assim, podem ocorrer variações, não sendo esperadas alterações significativas.
18) O indicador kg CO_2e / boe considera em seu denominador a produção bruta de óleo e gás ("*wellhead*").
19) O indicador kg CO_2/CWT foi desenvolvido pela Solomon Associates especificamente para indústria de refino de petróleo da Europa e foi adotado pelo Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU Emissions Trading System, EU ETS) e pela CONCAWE (associação de companhias europeias de refino e distribuição de óleo e gás). O CWT (*Complexity Weighted Tonne*) de uma refinaria considera o potencial de emissão de CO_2 em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar emissões de refinarias de vários tamanhos e complexidades.
20) Os resultados de desempenho em emissões em 2022 ainda serão verificados por terceira parte, sendo assim, podem ocorrer variações, não sendo esperadas alterações significativas.
21) Entre 2015 e 2021, nossa emissão absoluta operacional caiu 21%. Em 2021, a emissão totalizou 61,8 milhões de tCO_2e, mais elevada do que o resultado dos três anos anteriores. Esse aumento é consequência direta do despacho termelétrico atípico dadas as condições hidrológicas ao longo de 2021.
22) Número atualizado, tendo em vista que foi revisado o critério de reporte. De forma conservadora foram considerados todos os registros de vazamentos de petróleo e derivados com volume superior a um barril (que equivale a 159 litros) que alcançaram corpos hídricos ou solo não impermeabilizado.
23) Efluente industrial, água produzida e efluente sanitário (este último incluído a partir de 2020, em atendimento ao GRI 303: *Water and Effluents* 2018). Não considera a água produzida reinjetada nas formações para recuperação secundária nem os efluentes de sistemas abertos de refrigeração.
24) Soma dos volumes de vazamentos de óleo (ou derivados) que foram individualmente superiores a 1 barril, que alcançaram corpos hídricos ou solo não impermeabilizado. O critério volumétrico (>1 barril) é utilizado no indicador corporativo Volume Vazado de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) para reporte de incidentes relacionados a atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas de óleo não foram contabilizadas.
25) Para mais informações sobre os nossos patrocínios, veja Relatório de Sustentabilidade, disponível em **https://sustentabilidade.petrobras.com.br**.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 10/04/2023
A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf
Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

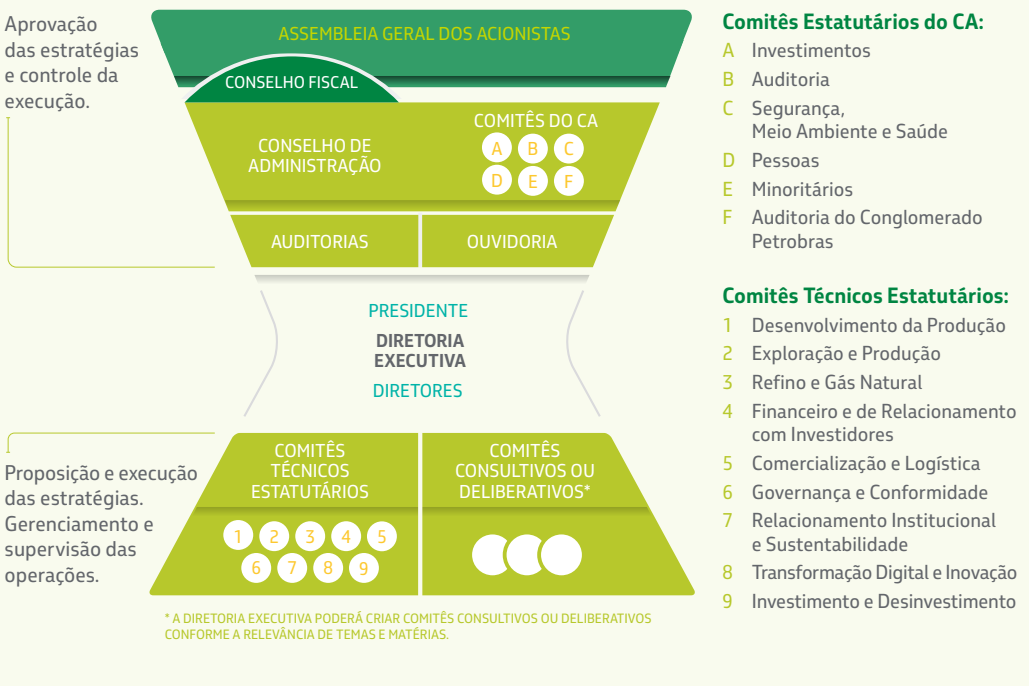
Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA



Comitês Estatutários do CA:

- A Investimentos
- B Auditoria
- C Segurança, Meio Ambiente e Saúde
- D Pessoas
- E Minoritários
- F Auditoria do Conglomerado Petrobras

Comitês Técnicos Estatutários:

1. Desenvolvimento da Produção
2. Exploração e Produção
3. Refino e Gás Natural
4. Financeiro e de Relacionamento com Investidores
5. Comercialização e Logística
6. Governança e Conformidade
7. Relacionamento Institucional e Sustentabilidade
8. Transformação Digital e Inovação
9. Investimento e Desinvestimento

Nossa estrutura de governança corporativa é composta pela Assembleia Geral de Acionistas, Conselho Fiscal, Conselho de Administração e seus comitês, Auditorias, Ouvidoria-Geral, Diretoria Executiva e seus comitês.

Aspectos relevantes do modelo de governança

- Política de Indicação de Conselheiros e Diretores com exigências adicionais à legislação, em especial quanto aos requisitos de integridade.
- Parecer obrigatório do Comitês de Minoritários e do Comitê de Auditoria Estatutário na avaliação de transações relevantes envolvendo a União, que estejam na competência do Conselho.
- Conselho de Administração composto por, no mínimo, 40% de membros independentes.
- Independência do Diretor Executivo de Governança e Conformidade: processo diferenciado de contratação (*headhunter*) e destituição (aprovação do Conselho de Administração com o voto da maioria dos Conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários); possibilidade de reporte direto ao Conselho de Administração; e análise de pautas submetidas à Diretoria Executiva, podendo determinar a não submissão dessas pautas por motivo de não conformidade.
- Caso direcionada pelo controlador a assumir obrigações para atender interesse público em condições diferentes das de mercado, o governo federal deverá nos compensar pela diferença.
- Diretriz de Formação de Preços no Mercado Interno, que reitera a competência da Diretoria Executiva na execução das políticas de preço, preservando e priorizando o nosso resultado econômico, buscando maximizar a geração de valor. Adicionalmente, essa Diretriz incorpora uma camada adicional de supervisão da execução das políticas de preço pelo Conselho de Administração e Conselho Fiscal, a partir do reporte trimestral da Diretoria Executiva, formalizando prática já existente.
- Nossa gestão tributária possui como princípio fundamental, assegurar que todos os tributos e as participações governamentais sejam escriturados, calculados e pagos, aderindo integralmente às legislações em vigor no Brasil e nos países onde atuamos. Conduzir a gestão tributária pautada na ética, integridade, transparência, eficiência e responsabilidade social é premissa basilar de nossa política tributária. Nossa política tributária é formalmente aprovada pelo Conselho de Administração, conforme definido em nossos padrões de processos e na sistemática de gestão de risco, aprovada por nossa diretoria executiva. A abrangência de nossa política tributária se estende a todas as participações societárias, conforme definido em nosso estatuto social.
- Política de Divulgação e Negociação de valores mobiliários aperfeiçoada seguindo as melhores práticas de governança corporativa e a Resolução CVM nº 44, reforçando os deveres dos administradores e do Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores com a transparência, simetria informacional e com a prudência e cuidado na negociação de valores mobiliários.

Nossas Políticas e informações adicionais sobre a nossa Governança podem ser acessadas em **www.petrobras.com.br/ri**.

Ética e Integridade

Os princípios éticos guiam nossos negócios e nossas relações com terceiros. Nossas atividades seguem políticas, padrões e procedimentos alinhadas às melhores práticas do mercado e que foram formalmente estabelecidos por nós. Essas políticas e procedimentos são comunicados a todos os empregados e estão acessíveis a partir de qualquer dispositivo da empresa. Nossas principais políticas corporativas também estão disponíveis no nosso site de Relações com Investidores (**www.petrobras.com.br/ri**).

Temos trabalhado continuamente para fortalecer nosso Sistema de Integridade. Para isso, dispomos de um Código de Conduta Ética que fornece orientação sobre os compromissos e conduta que exigimos de nossos colaboradores. O Código de Conduta Ética tem como foco os nossos valores e compromissos, fornecendo ferramentas de autorreflexão para ajudar os colaboradores a cumprir com nossos princípios éticos no desempenho de suas funções.

A fim de integrar e fortalecer nosso Sistema de Integridade, além de nosso Código de Conduta Ética, destacamos nossa Política de *Compliance*, nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores e nosso Programa de *Compliance*.

Para garantir um ambiente ético para nossos negócios, trabalhamos para promover uma cultura de integridade sedimentada na prevenção, detecção e correção de incidentes, incluindo fraude, corrupção, conflito de interesses e lavagem de dinheiro, a gestão de nossos controles internos e a análise de integridade de contrapartes, empregados que assumirão novas funções e empregados que atuam em processos críticos. Além disso, oferecemos treinamento para todos os nossos empregados, particularmente aqueles que trabalham em atividades com maior exposição a riscos de conformidade, bem como os membros de nossa Diretoria e de nosso Conselho de Administração.

Do ponto de vista da privacidade, atuamos para endereçar os requisitos legais e garantir a proteção dos dados pessoais dos públicos de interesse, sem perder o foco na necessária transparência e no pleno exercício dos direitos dos titulares, além de prover medidas técnicas e administrativas de prevenção, segurança e resposta contra o tratamento indevido, desconforme ou ilícito desses dados.

Em 2022, lançamos um treinamento sobre proteção de dados pessoais (LGPD na Prática), com o objetivo de apresentar situações do dia a dia relacionadas ao tema, reforçando o papel da organização e de cada colaborador na prevenção desse risco, fortalecendo a cultura de privacidade. O treinamento é obrigatório para todos os empregados e diretores, estando disponível também para prestadores de serviço. Em 31 de dezembro de 2022, este treinamento *e-learning* foi concluído por cerca de 65 mil pessoas, das quais 38.388 são empregados, representando 99,2% deste público.

Em 2022, também oferecemos sessões de treinamento para administradores e conselheiros fiscais, abordando principalmente os seguintes tópicos:

- Código de Conduta Ética;
- Nossa governança corporativa e nosso processo decisório;
- Conformidade, controles internos e transações com partes relacionadas;
- Gerenciamento de riscos;
- Desempenho empresarial;
- Lei anticorrupção brasileira;
- Adequação da agenda ASG às estratégias de negócios;
- Gestão de riscos na sustentabilidade; e
- Futuro para o petróleo e energia.

Recursos Humanos

Encerramos o ano de 2022 com 45.149 empregados, uma redução de 0,84% em relação ao ano de 2021, sendo 7.670 mulheres (17%) e 37.479 homens (83%).

PERFIL DOS NOSSOS EMPREGADOS PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS

		2022	2021
Empregados		**45.149**	**45.532**
	Feminino	**7.670**	**7.692**
	Petrobras	6.559	6.536
	Subsidiárias Brasil	917	954
	Subsidiárias Exterior	194	202
	Masculino	**37.479**	**37.840**
	Petrobras	32.123	32.167
	Subsidiárias Brasil	4.982	5.254
	Subsidiárias Exterior	374	419

DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DOS NOSSOS EMPREGADOS PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS

	2022	2021
Distribuição Geográfica - Petrobras	**38.682**	**38.703**
Sudeste	32.985	32.572
Nordeste	3.390	3.840
Sul	1.516	1.514
Norte	641	642
Centro-oeste	150	135
Distribuição Geográfica – Subsidiárias no Brasil	**5.899**	**6.208**
Sudeste	4.596	4.901
Nordeste	734	744
Sul	306	302
Norte	187	188
Centro-oeste	76	73
Subsidiárias no Exterior	**568**	**621**
Total de empregados da Petrobras e suas subsidiárias	**45.149**	**45.532**

ESCOLARIDADE DOS NOSSOS EMPREGADOS NÃO INCLUI SUBSIDIÁRIAS DA PETROBRAS

	2022	2021
Escolaridade - Petrobras	**38.682**	**38.703**
Fundamental	190	241
Médio	10.484	13.688
Superior	16.640	16.798
Especialização, Mestrado e Doutorado	11.368	7.976
Escolaridade – Subsidiárias no Brasil	**5.899**	**6.208**
Fundamental	29	1
Médio	3.922	4.081
Superior	1.844	2.065
Especialização, Mestrado e Doutorado	104	61
Escolaridade – Subsidiárias no Exterior	**568**	**621**
Fundamental	7	6
Médio	147	105
Superior	250	403
Especialização, Mestrado e Doutorado	164	107
Total de empregados da Petrobras e suas subsidiárias	**45.149**	**45.532**

INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS

	2022	2021
Número de empregados(as) ao final do período	45.149	45.532
Número de admissões durante o período	857	248
Número de demissões durante o período	1.144	3.456
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços[26]	105.397	99.126
Número de estagiários(as)	125	161
Número de empregados(as) acima de 45 anos	17.843	16.787
Número de mulheres que trabalham na empresa[27]	7.670	7.692
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres[27]	19,4%	19,3%
Número de negros(as) que trabalham na empresa[28]	13.937	13.914
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)[28]	21,9%	21,3%
Número de empregados com deficiência	537	404
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens[29]	0,97	0,96
Número médio de horas de treinamento por ano por empregado	56,9	63,34
Percentual de empregados que recebem regularmente análises de desempenho e de desenvolvimento de carreira[30]	99,8%	99,6%
Treinamento em Políticas de Combate a Corrupção[31]	10	9

Ingressos e desligamentos

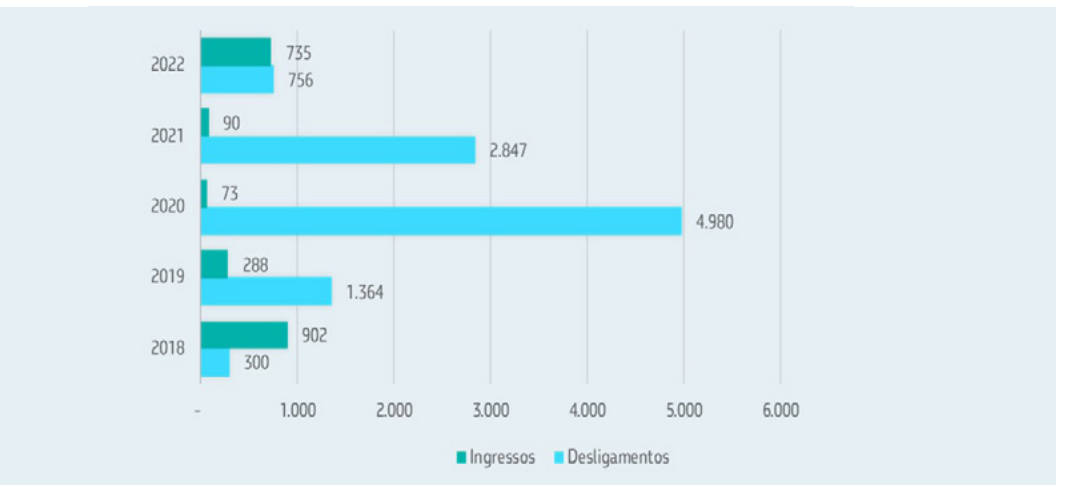
Um dos principais desafios para a nossa gestão de recursos humanos é o de assegurar a adequação contínua do quadro de pessoal ao portfólio de negócios.

Uma medida adotada para promover a oxigenação gradual de nosso efetivo, e em linha com nosso Plano Estratégico, foi a abertura de novo processo seletivo público para ingressos a partir de 2022, com 757 vagas de diversas ênfases de nível superior, que contou com a inscrição de 160 mil candidatos. Em 2022 foram admitidos um total de 735 empregados, a maioria (92,38%) participantes deste processo seletivo público de 2021.

Além dos ingressos, o efetivo sofreu impacto pela saída de empregados inscritos nos novos ciclos dos Programas de Desligamento Voluntário (PDVs) lançados até 2019. No ano de 2022, 402 empregados deixaram a empresa através do Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI) e dos três Programas de Desligamento Voluntário (PDV) diferenciados por público-alvo: (i) um voltado para empregados lotados no segmento corporativo, (ii) um específico para empregados abrangidos por projetos de desinvestimento, desmobilizações e/ou processos de redução de atividades, e (iii) outro para empregados aposentados.

No total, 756 empregados deixaram a empresa em 2022, sendo 533 por desligamento voluntário (inclui PDVs e outros).

ROTATIVIDADE DOS NOSSOS EMPREGADOS NÃO INCLUI SUBSIDIÁRIAS DA PETROBRAS



Treinamento

Com base no Planejamento Estratégico da companhia são identificadas as necessidades de treinamentos, que são atendidas pela Universidade Petrobras que conta com:

- 14 academias nos diferentes processos da Companhia, congregando 74 áreas de conhecimento;
- Mais de 6.000 ações de desenvolvimento no portfólio;
- 60 salas de aula e laboratórios (capacidade para 1.320 alunos);

26) Empregados de empresas contratadas cadastrados no Sistema de Gestão de Dados dos Prestadores de Serviços com atuação classificada como interna nas nossas instalações ou em áreas sob a nossa responsabilidade.
27) Número corresponde a empregadas mulheres, não incluindo empregadas de empresas contratadas que trabalham nas nossas instalações.
28) Número corresponde a empregados negros, não incluindo empregados de empresas contratadas que trabalham nas nossas instalações. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, controladas no Brasil e as controladas no exterior PETROBRAS NETHERLANDS B.V., PETROBRAS AMERICA INC., PETROBRAS SINGAPORE PRIVATE LIMITED, PETROBRAS OPERACIONES S.A., PETROBRAS OIL & GAS B.V. – SUCURSAL TURQUIA, PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V. Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.
29) Média ponderada entre a razão da remuneração de mulheres e homens em 2022 de cada empresa e o seu respectivo efetivo. De acordo com a Diretriz 7 de nossa Política de Recursos Humanos e com o item 4.2.a do nosso Código de Conduta Ética, o Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras não faz distinção de gênero na remuneração entre homens e mulheres que ocupam o mesmo cargo ou função, e que estejam no mesmo nível salarial e nas mesmas condições de trabalho (regime de trabalho – administrativo, turno ou sobreaviso). Entretanto, a predominância masculina nos regimes de trabalho especiais (turno e sobreaviso) na indústria de óleo e gás, faz com que no geral, dentro de uma análise não equivalente de cargos/funções/nível salarial/regime de trabalho, haja uma pequena diferença salarial.
30) Média ponderada entre a razão dos empregados com avaliação de desempenho de cada empresa e o seu respectivo efetivo.
31) A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, Transpetro, TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA - BRASIL S.A., PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V. - SUCURSAL COLOMBIA e PETROBRAS COLOMBIA COMBUSTIBLES S.A.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

- Mais de 5.000 empregados atuando como docentes nos últimos 3 anos;
- Mais de 800 instituições e parceiros nacionais e internacionais contratados nos últimos 3 anos.

Anualmente, conforme avaliação de desempenho, os treinamentos são negociados entre o gestor e cada empregado, visando atingir os resultados esperados para os negócios no período de avaliação. Até 31 dezembro de 2022, foram realizadas 974 mil participações em cursos, sendo 489 mil de empregados, com média de 59 horas de treinamento por empregado nesse ano. Investimos R$ 101,7 milhões em treinamentos em 2022.

CENPES

Operamos um centro dedicado a pesquisas e desenvolvimento (Cenpes), que é um dos maiores do setor de energia, bem como um dos maiores do hemisfério sul. As instalações do Cenpes possuem uma área total de 308.000 m², contando com 116 laboratórios e mais de 4.600 equipamentos, incluindo equipamentos de tecnologias de ponta. Em 31 de dezembro de 2022, o Cenpes possuía 1.053 empregados, dos quais 90,6% são dedicados exclusivamente à área de pesquisa e desenvolvimento (P&D).

Com a missão de "imaginar, criar e fazer hoje o futuro da Petrobras", o Cenpes atua em parceria com universidades e instituições de pesquisa nacionais e estrangeiras, fornecedores, *startups* e outras operadoras e tem como objetivo desenvolver tecnologias para viabilizar o cumprimento do Plano Estratégico, além de antecipar tendências que possam criar opções estratégicas.

Em 2022, investimos R$ 4.087 milhões em pesquisa e desenvolvimento. Atualmente, cerca de 32,6% do nosso portfólio de P&D faz uso intensivo de tecnologias digitais como big data, computação de alto desempenho e inteligência artificial.

No ano de 2022, foram depositados 128 pedidos de patentes no Brasil e 223 no exterior, totalizando 351 depósitos de patentes, superando, pelo segundo ano consecutivo, nosso recorde de depósitos de pedidos de patentes no Brasil em um único ano.

Em 31 de dezembro de 2022, contávamos com um total de 623 patentes ativas no Brasil e 433 patentes ativas no exterior, além de 478 pedidos de patentes no Brasil e 740 pedidos de patentes no exterior, somando 1.218 pedidos de patentes em 2022.

Teletrabalho

Possuímos um modelo permanente (adesão voluntária) de teletrabalho por até três dias na semana. O retorno ao trabalho presencial, e a efetiva aplicação desse modelo, foi implementado em ondas a partir de outubro de 2021, observando o contexto da pandemia. Com a última onda de retorno, ocorrida em maio de 2022, os empregados de regime administrativo que aderiram ao modelo permanente de teletrabalho passaram a desempenhar suas atividades de forma híbrida.

Remuneração Variável

Programa Prêmio por Performance (PPP)

Praticamos o Programa Prêmio por Performance (PPP), um modelo de remuneração variável voltado para todos os empregados. Vinculado ao nosso Plano Estratégico, o PPP tem como objetivos alinhar o interesse entre acionistas, executivos, ocupantes de funções gratificadas e empregados sem função gratificada, estimular o comportamento voltado para resultados, recompensar as pessoas pelos resultados alcançados, remunerar de forma diferenciada por entrega diferenciada e contribuir para atração e retenção de talentos.

Em 2022, pagamos os valores correspondentes ao PPP, após apuração dos resultados do exercício de 2021, onde atestamos o cumprimento dos pré-requisitos (gatilhos) mínimos estabelecidos pelo programa:

- declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo CA; e.
- obtenção de lucro líquido positivo no exercício.

Para os membros da Diretoria Executiva (Presidente e Diretores), Gerentes Executivos e Gerentes Gerais, o pagamento do PPP ocorre de forma diferida ao longo de 5 anos, cujos valores são referenciados pela cotação de mercado das nossas ações sem, contudo, contemplar a outorga de ações. O pagamento é realizado da seguinte forma: 60% do valor do PPP pagos em uma parcela à vista e o saldo restante de 40% quitado em quatro parcelas diferidas anuais, cujo valor será simbolicamente convertido na quantidade de ações ordinárias (PETR3) correspondente, utilizando como valor-base a média ponderada dos últimos 60 pregões do exercício de referência do Programa. O Presidente, Diretor Executivo, Gerente Executivo e Gerente Geral podem exercer o direito de recebimento das parcelas diferidas após cumprimento dos prazos de carência estabelecidos, mediante solicitação. O valor de cada parcela a ser paga é equivalente à transformação das ações simbólicas em valor pecuniário pela cotação da média ponderada das nossas ações ordinárias dos últimos 20 pregões anteriores à data de solicitação.

Programa de Participação nos Lucros (PLR)

Temos um acordo coletivo vigente de Programa de Participação nos Lucros (PLR) para o período 2021-2022 para todos os empregados que não ocupam funções gratificadas (gerentes e especialistas).

Para que o pagamento do PLR ocorra, as seguintes condições devem ser atendidas:

- aprovação da distribuição de dividendos pela Assembleia Geral Ordinária;
- cálculo do Resultado Líquido do ano de referência; e
- atingimento de percentual médio (ponderado) de no mínimo 80% para indicadores de metas estabelecidos pelo Conselho de Administração no acordo de PLR.

A partir da apuração dos resultados do exercício 2021, e que indicaram o atingimento das condições (gatilhos) estabelecidos no acordo de PLR, foi realizado durante o ano de 2022 o pagamento dos valores correspondentes.

Para o exercício fiscal 2022, o acompanhamento dos resultados alcançados até o terceiro trimestre indicou o atingimento dos gatilhos previstos no acordo de PLR: pagamento de remuneração ao acionista, projeção de lucro líquido para 2021 e projeção da média do atingimento dos indicadores da PLR em 100%. Diante disso, conforme previsto no regramento da PLR, em janeiro de 2023 ocorreu o pagamento de um adiantamento no valor equivalente a 1/3 do prêmio a que cada empregado elegível faz jus.

Plano de saúde

Nosso Plano de Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS) é operado desde 2021 pela Associação Petrobras de Saúde (APS). Em 2022, a APS encerrou o ano com 263.867 beneficiários distribuídos em todos os estados da federação.

Melhorias expressivas na gestão do plano de saúde foram implantadas em 2022, com foco na eficiência de custos e melhoria da qualidade do atendimento aos beneficiários, e entre os principais resultados podemos destacar:

- aumento de 30% no Índice de Satisfação dos beneficiários em pesquisa independente realizada pelo IBRC – Instituto Ibero Brasileiro de Relacionamento com o Cliente;
- ampliação da rede credenciada com a inclusão da rede indireta, totalizando mais de 125 mil credenciados em todo o Brasil.

Informações Adicionais

Relacionamento com Auditores Independentes

Nossos auditores independentes não podem prestar serviços de consultoria durante a vigência do contrato de auditoria, conforme artigo 30, item X, do nosso Estatuto Social. A KPMG Auditores Independentes Ltda. (KPMG), é atualmente a empresa responsável pela prestação de serviços de auditoria independente nos exercícios sociais de 2022 a 2024.

Os serviços prestados pelos nossos auditores são analisados e aprovados pelo Comitê de Auditoria Estatutário. Os Auditores Independentes confirmam sua independência ao Comitê de Auditoria Estatutário.

Durante o exercício de 2022, a KPMG nos prestou os seguintes serviços, incluindo aqueles prestados às nossas subsidiárias e controladas:

SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

	R$ mil	%
Serviços[32]		
Auditoria contábil e tributária[33]	31.088	96%
Serviços adicionais relacionados à auditoria[34]	1.435	4%
Total dos serviços	**32.523**	**100%**

Aquisição de debêntures de nossa emissão

Aprovamos em 15 de julho de 2022 um programa de aquisição facultativa de debêntures de emissão própria (recompra de debêntures), por valor menor do que o valor nominal atualizado, podendo alcançar o volume total das debêntures em circulação no mercado (5ª, 6ª e 7ª emissões), via mercado secundário, com prazo de execução até 15 de julho de 2023, inclusive. As debêntures recompradas poderão ser mantidas em tesouraria até optarmos pelo seu cancelamento.

NEGOCIAÇÃO DE DEBÊNTURES PELA PRÓPRIA COMPANHIA, SUAS CONTROLADAS E COLIGADAS [35] [36]

Título	Emissão e série	Quantidade em circulação - Saldo inicial	Quantidade adquirida	Valor adquirido (R$)	Quantidade em circulação -Saldo final
PETR25	5ª Emissão, 2ª Série	1.089.892	6.226	8.149.888	1.083.666
PETR45	5ª Emissão, 4ª Série	251.690	0	0	251.690
PETR16	6ª Emissão, 1ª Série	898.397	0	0	898.397
PETR26	6ª Emissão, 2ª Série	1.694.089	45.249	52.112.417	1.648.840
PETR36	6ª Emissão, 3ª Série	1.007.514	0	0	1.007.514
PETR17	7ª Emissão, 1ª Série	1.529.339	3.665	3.923.570	1.525.674
PETR27	7ª Emissão, 2ª Série	1.478.670	0	0	1.478.670

Informações de coligadas e controladas

Em atendimento ao artigo 243 da Lei nº 6.404/76, informamos que nossos investimentos em sociedades coligadas e controladas estão relacionados na Nota Explicativa 29 – Investimentos das Demonstrações Financeiras Petrobras.

Informações relativas às decisões tomadas em função de orientações recebidas do acionista controlador e investimentos realizados em decorrência do exercício de políticas públicas

Como sociedade de economia mista poderemos ter nossas atividades orientadas pela União, com a finalidade de contribuir para o interesse público que justificou a nossa criação, visando garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional. Porém, a contribuição para esse interesse público deve ser compatível com nosso objeto social e com as condições de mercado, não podendo colocar em risco nossa rentabilidade e sustentabilidade financeira, de acordo com o Artigo 238 da Lei nº 6.404/76.

Assim, caso o atendimento ao interesse público se dê em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, conforme explicitado em nosso Estatuto Social, as obrigações ou responsabilidades assumidas por nós deverão estar definidas em norma ou regulamento e estar previstas em documento específico, como contrato ou convênio, observada a ampla publicidade destes instrumentos, bem como a divulgação dos seus custos e receitas discriminados, inclusive no plano contábil. Neste caso, a União nos compensará, a cada exercício social, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida, nos termos do Estatuto Social da Companhia.

Para mais informações sobre as iniciativas para atendimento ao interesse público, veja item "Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16" das Demonstrações Financeiras Petrobras.

Além disso, publicamos anualmente, em nossa Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa, os investimentos realizados em decorrência do exercício de políticas públicas, nos termos da Lei nº 13.303/16. Para mais informações, veja Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa e item 1.10 (antigo item 7.1.a) do Formulário de Referência, disponíveis no nosso site de Relações com Investidores (**www.petrobras.com.br/ri**).

32) Resolução CVM nº 162/2022.
33) Auditoria contábil inclui os honorários cobrados em relação à auditoria das nossas demonstrações financeiras anuais, auditoria SOx, informações trimestrais, auditorias das nossas controladas, cartas de consentimento e revisão de documentos periódicos apresentados à Securities and Exchange Commission - SEC. Auditoria tributária são honorários relativos a revisões de conformidade fiscal conduzidas em conexão com os procedimentos de auditoria nas demonstrações financeiras.
34) Serviços adicionais relacionados à auditoria referem-se à asseguração e serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados ao desempenho da auditoria ou às revisões de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e não são classificados em "auditoria contábil".
35) Operações de recompra realizadas entre 15/07/2022 e 10/01/2023.
36) Os títulos PETR15 (5ª Emissão 1ª Série) e PETR35 (5ª Emissão 3ª Série), apesar de constarem do nosso programa de aquisição de debêntures, venceram em agosto de 2022 e foram excluídos da tabela. Não houve recompra desses títulos.

Demonstrações Financeiras

Em 31 de dezembro de 2022

BALANÇO PATRIMONIAL

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

		Consolidado		Controladora	
Ativo	Notas	2022	2021	2022	2021
Caixa e equivalentes de caixa	7.1	41.723	58.410	3.627	2.930
Títulos e valores mobiliários	7.2	14.470	3.630	9.109	3.630
Contas a receber, líquidas	13.1	26.142	35.538	87.396	100.110
Estoques	14	45.804	40.486	39.016	33.906
Imposto de renda e contribuição social correntes	16.1	859	911	602	526
Impostos e contribuições	16.2	5.960	6.600	5.742	5.842
Outros ativos	20	9.271	8.777	11.651	10.469
		144.229	154.352	157.143	157.413
Ativos classificados como mantidos para venda	30	18.823	13.895	19.365	13.142
Ativo circulante		**163.052**	**168.247**	**176.508**	**170.555**
Contas a receber, líquidas	13.1	12.729	10.603	10.912	8.450
Títulos e valores mobiliários	7.2	8.159	247	8.159	247
Depósitos judiciais	18.2	57.671	44.858	57.239	44.543
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	4.342	3.371	–	–
Impostos e contribuições	16.2	19.715	18.197	19.349	17.845
Outros ativos	20	8.106	2.716	9.524	2.694
Ativo realizável a longo prazo		110.722	79.992	105.183	73.779
Investimentos	29	8.172	8.427	271.427	269.825
Imobilizado	23	679.182	699.406	699.786	717.355
Intangível	24	15.581	16.879	15.426	16.682
Ativo não circulante		**813.657**	**804.704**	**1.091.822**	**1.077.641**
Total do ativo		**976.709**	**972.951**	**1.268.330**	**1.248.196**

		Consolidado		Controladora	
Passivo	Notas	2022	2021	2022	2021
Fornecedores	15	28.507	30.597	34.714	32.734
Financiamentos	31.1	18.656	20.316	120.724	155.461
Arrendamentos	32	28.994	30.315	29.933	31.544
Imposto de renda e contribuição social correntes	16.1	15.045	4.089	12.690	3.599
Impostos e contribuições	16.2	15.906	22.325	15.576	22.022
Dividendos propostos	33.4	21.762	–	21.751	–
Benefícios a empregados	17	11.555	11.967	10.896	11.233
Outros passivos	20	15.660	10.464	13.384	8.745
		156.085	130.073	259.668	265.338
Passivos associados a ativos mantidos para venda	30	7.646	4.840	7.646	4.651
Passivo circulante		**163.731**	**134.913**	**267.314**	**269.989**
Financiamentos	31.1	137.630	178.908	315.417	306.944
Arrendamentos	32	95.423	98.279	102.227	106.693
Imposto de renda e contribuição social correntes	16.1	1.578	1.676	1.538	1.637
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	35.220	6.857	42.511	14.807
Benefícios a empregados	17	55.701	52.310	54.761	51.576
Provisão para processos judiciais e administrativos	18.1	15.703	11.263	14.609	10.382
Provisão para desmantelamento de áreas	19	97.048	87.160	96.552	86.713
Outros passivos	20	10.290	12.004	10.807	12.126
Passivo não circulante		**448.593**	**448.457**	**638.422**	**590.878**
Passivo circulante e não circulante		**612.324**	**583.370**	**905.736**	**860.867**
Capital subscrito e integralizado	33.1	205.432	205.432	205.432	205.432
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		3.102	3.097	3.318	3.313
Reservas de lucros	33.4	128.562	164.244	128.346	164.028
Outros resultados abrangentes		25.498	14.556	25.498	14.556
Atribuído aos acionistas da controladora		362.594	387.329	362.594	387.329
Atribuído aos acionistas não controladores	29.5	1.791	2.252	–	–
Patrimônio líquido		**364.385**	**389.581**	**362.594**	**387.329**
Total do passivo		**976.709**	**972.951**	**1.268.330**	**1.248.196**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

		Consolidado		Controladora	
	Notas	2022	2021	2022	2021
Receita de vendas	8	641.256	452.668	613.334	446.862
Custo dos produtos e serviços vendidos	9.1	(307.156)	(233.031)	(298.009)	(241.616)
Lucro bruto		334.100	219.637	315.325	205.246
Despesas					
Vendas	9.2	(25.448)	(22.806)	(27.113)	(24.110)
Gerais e administrativas	9.3	(6.877)	(6.340)	(5.676)	(5.031)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(4.616)	(3.731)	(3.753)	(3.718)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(4.087)	(3.033)	(4.089)	(3.032)
Tributárias		(2.272)	(2.180)	(1.873)	(1.913)
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	25	(6.859)	16.890	(6.804)	17.050
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	10	9.023	3.967	10.532	2.905
		(41.136)	(17.233)	(38.776)	(17.849)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		292.964	202.404	276.549	187.397
Resultado financeiro líquido	11	(19.257)	(59.256)	(29.356)	(62.666)
Receitas financeiras		9.420	4.458	9.972	4.249
Despesas financeiras		(18.040)	(27.636)	(29.762)	(30.936)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(10.637)	(36.078)	(9.566)	(35.979)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	29	1.291	8.427	23.663	23.071
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		274.998	151.575	270.856	147.802
Imposto de renda e contribuição social	16.1	(85.993)	(44.311)	(82.528)	(41.134)
Lucro líquido do exercício		**189.005**	**107.264**	**188.328**	**106.668**
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		188.328	106.668	188.328	106.668
Acionistas não controladores		677	596	–	–
Lucro líquido do exercício		**189.005**	**107.264**	**188.328**	**106.668**
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em R$)	33	14,44	8,18	14,44	8,18

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

		Consolidado		Controladora	
	Notas	2022	2021	2022	2021
Lucro líquido do exercício		189.005	107.264	188.328	106.668
Itens que não serão reclassificados para o resultado:					
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	17.3	(8.297)	27.735	(8.228)	26.963
Imposto de renda e contribuição social diferidos		1.109	(7.207)	1.119	(7.119)
		(7.188)	20.528	(7.109)	19.844
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas		–	–	(79)	669
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:					
Resultados não realizados com *hedge* de fluxo de caixa - exportações					
Reconhecidos no patrimônio líquido		28.359	(21.754)	28.359	(21.754)
Transferidos para o resultado		25.174	24.777	24.832	24.162
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(18.201)	(1.028)	(18.085)	(819)
	34.3	35.332	1.995	35.106	1.589
Ajustes de conversão em investidas (*)					
Reconhecidos no patrimônio líquido		(18.366)	19.003	(18.364)	18.888
Transferidos para o resultado		–	220	–	35
		(18.366)	19.223	(18.364)	18.923
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas					
Reconhecidos no patrimônio líquido	29	1.162	108	1.388	514
		1.162	108	1.388	514
Outros resultados abrangentes		10.940	41.854	10.942	41.539
Resultado abrangente total		**199.945**	**149.118**	**199.270**	**148.207**
Resultado abrangente atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		199.270	148.207	199.270	148.207
Acionistas não controladores		675	911	–	–
Resultado abrangente total		**199.945**	**149.118**	**199.270**	**148.207**

(*) Inclui, no Consolidado efeito de R$ 774, devedor (efeito de R$ 772, credor, em 31 de dezembro de 2021), referente a coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

		Consolidado		Controladora	
	Notas	2022	2021	2022	2021
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido do exercício		189.005	107.264	188.328	106.668
Ajustes para:					
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	17	6.333	11.215	6.187	10.896
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	29.3	(1.291)	(8.427)	(23.663)	(23.071)
Depreciação, depleção e amortização	36.1	68.202	63.048	71.377	67.418
Perda (reversão) no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	25	6.859	(16.890)	6.804	(17.050)
Ajuste a valor de mercado dos estoques	14	57	6	–	–
Perdas (reversões) de crédito esperadas		331	(187)	542	94
Baixa de poços secos	26	3.584	1.365	2.740	1.365
Resultado com alienações, baixa de ativos, remensuração e realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária		(5.883)	(10.669)	(4.944)	(10.042)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		22.956	58.391	29.420	60.820
Imposto de renda e contribuição social	16.1	85.993	44.311	82.527	41.134
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	19	3.858	3.529	3.838	3.504
Recuperação de PIS e COFINS - Exclusão de ICMS na base de cálculo		–	(4.966)	–	(4.598)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	24	(21.660)	(3.317)	(21.651)	(3.317)
Assunção de participação em concessões		–	(888)	–	(888)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento		(3.217)	(2.960)	(3.227)	(3.019)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	10	7.011	3.887	6.564	3.388
Redução (aumento) de ativos					
Contas a receber		1.891	(10.783)	(73.707)	(68.221)
Estoques		(6.029)	(12.651)	(4.881)	(10.320)
Depósitos judiciais		(8.844)	(6.165)	(8.671)	(6.095)
Outros ativos		(1.675)	(1.752)	(2.485)	(2.967)
Aumento (redução) de passivos					
Fornecedores		(2.223)	5.667	2.415	(9.711)
Impostos e contribuições		(12.903)	14.885	(12.877)	15.382
Planos de pensão e de saúde		(11.035)	(11.848)	(11.017)	(11.837)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(1.956)	(3.517)	(1.804)	(2.757)
Salários, férias, encargos e participações		(808)	(1.777)	(798)	(1.727)
Provisão para desmantelamento de áreas		(3.123)	(3.935)	(3.121)	(3.917)
Outros passivos		(876)	1.941	(938)	3.100
Imposto de renda e contribuição social pagos		(59.147)	(11.651)	(58.237)	(10.361)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		255.410	203.126	168.721	123.871
Fluxo de caixa das atividades de investimentos					
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(49.656)	(34.134)	(56.211)	(66.074)
Reduções (adições) em investimentos		(138)	(129)	326	2.259
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos		24.815	25.494	24.953	26.346
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação	24	35.769	15.510	35.769	15.510
(Investimentos) resgates em títulos e valores mobiliários (*)		(17.072)	(1)	13.719	(47.920)
Dividendos recebidos (**)		1.905	4.333	4.109	7.317
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos		(4.377)	11.073	22.665	(62.562)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Participação de acionistas não controladores		347	(122)	–	–
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:					
Captações	31.3	15.156	9.647	135.610	158.376
Amortizações de principal - financiamentos	31.3	(47.337)	(113.549)	(88.497)	(91.635)
Amortizações de juros - financiamentos (**)	31.3	(9.664)	(12.155)	(14.287)	(25.057)
Amortizações de arrendamentos	32	(28.049)	(31.400)	(29.315)	(33.090)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras		(194.200)	(72.153)	(194.200)	(72.153)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(409)	(565)	–	–
Recursos líquidos (utilizados) nas atividades de financiamentos		(264.156)	(220.297)	(190.689)	(63.559)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		(3.636)	3.650	–	–
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		(16.759)	(2.448)	697	(2.250)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		58.482	60.930	2.930	5.180
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		**41.723**	**58.482**	**3.627**	**2.930**

(*) Na Controladora, inclui valores referentes às movimentações da aplicação em recebíveis do FIDC-NP.

(**) A companhia classifica dividendos/juros recebidos e juros pagos como fluxo de caixa das atividades de investimentos e fluxo de caixa das atividades de financiamento, respectivamente.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

			Outros resultados abrangentes				Reserva de lucros								
	Capital subscrito e integralizado	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria	Ajustes acumulados de conversão	Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	Hedge de fluxo de caixa de exportação	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros (prejuízos) acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
	205.432	**2.665**	**100.747**	**(40.570)**	**(83.585)**	**(3.575)**	**20.176**	**7.584**	**2.903**	**90.772**	**5.861**	**–**	**308.410**	**2.740**	**311.150**
Saldo em 1º de janeiro de 2021	**205.432**	**2.665**				**(26.983)**					**127.296**	**–**	**308.410**	**2.740**	**311.150**
Aumento de capital com reservas	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	11	11
Transações de capital	–	648	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	648	(814)	(166)
Lucro líquido do exercício	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	106.668	106.668	596	107.264
Outros resultados abrangentes	–	–	18.923	20.513	1.995	108	–	–	–	–	–	–	41.539	315	41.854
Destinações:															
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2021	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(5.861)	–	(5.861)	–	(5.861)
Apropriações do lucro líquido em reservas	–	–	–	–	–	–	5.333	1.027	656	–	–	(7.016)	–	–	–
Dividendos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(1.743)	37.320	(99.652)	(64.075)	(596)	(64.671)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	**205.432**	**3.313**	**119.670**	**(20.057)**	**(81.590)**	**(3.467)**	**25.509**	**8.611**	**3.559**	**89.029**	**37.320**	**–**	**387.329**	**2.252**	**389.581**
	205.432	**3.313**				**14.556**					**164.028**	**–**	**387.329**	**2.252**	**389.581**
Saldo em 1º de janeiro de 2022	205.432	3.313	119.670	(20.057)	(81.590)	(3.467)	25.509	8.611	3.559	89.029	37.320	–	387.329	2.252	389.581
Transações de capital	–	5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5	(777)	(772)
Lucro líquido do exercício	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	188.328	188.328	677	189.005
Outros resultados abrangentes	–	–	(18.364)	(7.188)	35.332	1.162	–	–	–	–	–	–	10.942	(2)	10.940
Dividendos prescritos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	55	55	–	55
Destinações:															
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2022	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(37.320)	–	(37.320)	–	(37.320)
Apropriações do lucro líquido em reservas	–	–	–	–	–	–	9.417	1.027	2.385	–	–	(12.829)	–	–	–
Dividendos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(47.006)	35.815	(175.554)	(186.745)	(359)	(187.104)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	**205.432**	**3.318**	**101.306**	**(27.245)**	**(46.258)**	**(2.305)**	**34.926**	**9.638**	**5.944**	**42.023**	**35.815**	**–**	**362.594**	**1.791**	**364.385**
	205.432	**3.318**				**25.498**					**128.346**	**–**	**362.594**	**1.791**	**364.385**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	778.568	597.774	746.909	585.382
Perdas (reversões) de crédito esperadas	(331)	187	(542)	(94)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	41.433	34.685	40.513	32.652
	819.670	632.646	786.880	617.940
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda	(148.429)	(103.370)	(136.907)	(106.590)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(74.930)	(55.156)	(73.511)	(53.089)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(45.712)	(37.924)	(48.086)	(41.512)
(Perda) reversão no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	(6.859)	16.890	(6.804)	17.050
Ajuste a valor de mercado dos estoques	(57)	(6)	–	–
	(275.987)	(179.566)	(265.308)	(184.141)
Valor adicionado bruto	**543.683**	**453.080**	**521.572**	**433.799**
Depreciação, depleção e amortização	(75.121)	(69.769)	(78.296)	(74.140)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	**468.562**	**383.311**	**443.276**	**359.659**
Valor adicionado recebido em transferência				
Recuperação de PIS e COFINS - Exclusão de ICMS na base de cálculo	–	4.962	–	4.598
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	1.291	8.427	23.663	23.071
Receitas financeiras	9.420	4.458	9.972	4.249
Aluguéis, *royalties* e outros	3.772	1.948	6.299	2.724
	14.483	19.795	39.934	34.642
Valor adicionado total a distribuir	**483.045**	**403.106**	**483.210**	**394.301**
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal e administradores				
Remuneração direta				
Salários	15.545	14.429	13.723	12.562
Participações nos lucros ou resultados	678	671	647	597
Remuneração variável	2.855	2.556	2.666	2.377
	19.078	17.656	17.036	15.536
Benefícios				
Vantagens	952	845	774	622
Plano de aposentadoria e pensão	4.617	4.742	4.495	4.658
Plano de saúde	3.465	7.806	3.281	7.430
	9.034	13.393	8.550	12.710
FGTS	1.079	1.003	987	905
	29.191	32.052	26.573	29.151
Tributos				
Federais (*) (**)	180.123	145.551	177.118	138.894
Estaduais	41.040	40.694	39.932	38.980
Municipais	815	787	295	262
No exterior (*)	2.858	(216)	–	–
	224.836	186.816	217.345	178.136
Instituições financeiras e fornecedores				
Juros, variações cambiais e monetárias	33.951	71.520	44.560	74.390
Despesas de aluguéis e arrendamentos	6.062	5.454	6.404	5.956
	40.013	76.974	50.964	80.346
Acionistas				
Dividendos	155.965	85.828	155.965	85.828
Juros sobre capital próprio	19.589	13.824	19.589	13.824
Resultado dos acionistas não controladores	677	596	–	–
Lucros Retidos	12.774	7.016	12.774	7.016
	189.005	107.264	188.328	106.668
Valor adicionado total distribuído	**483.045**	**403.106**	**483.210**	**394.301**

(*) Inclui participações governamentais.
(**) Em 31 de dezembro de 2022 e 2021, inclui valores referentes a imposto de renda e contribuição social diferidos conforme nota explicativa 16.1.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. A companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, doravante denominada "Petrobras" ou "companhia", é uma sociedade de economia mista, sob controle da União, com prazo de duração indeterminado, regida pelas normas de direito privado - em geral - e, especificamente, pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (Lei das Sociedades por Ações), pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016 (Estatuto Jurídico das Estatais), pelo Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e por seu Estatuto Social.

A companhia está listada no segmento especial de listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da Brasil Bolsa Balcão – B3 e, portanto, a companhia, seus acionistas, inclusive o acionista controlador, administradores e membros do Conselho Fiscal sujeitam-se às disposições do Regulamento do Nível 2 da B3. Este Regulamento prevalecerá sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas no Estatuto Social da companhia, exceto em determinados casos, em razão de norma específica.

A companhia tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover a pesquisa, o desenvolvimento, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

A Petrobras, diretamente ou por meio de suas subsidiárias integrais e de suas controladas, associada ou não a terceiros, poderá exercer no País ou fora do território nacional quaisquer das atividades integrantes de seu objeto social.

As atividades econômicas vinculadas ao seu objeto social serão desenvolvidas pela companhia, em caráter de livre competição com outras empresas, segundo as condições de mercado, observados os demais princípios e diretrizes legais, a exemplo da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e da Lei do Gás (Lei nº 14.134/21). No entanto, a Petrobras poderá ter suas atividades, desde que consentâneas com seu objeto social, orientadas pela União, de modo a contribuir para o interesse público que justificou a sua criação, visando ao atendimento do objetivo da política energética nacional, quando:

I – estiver definida em lei ou regulamento, bem como prevista em contrato, convênio ou ajuste celebrado com o ente público competente para estabelecê-la, observada a ampla publicidade desses instrumentos; e

II – tiver seu custo e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

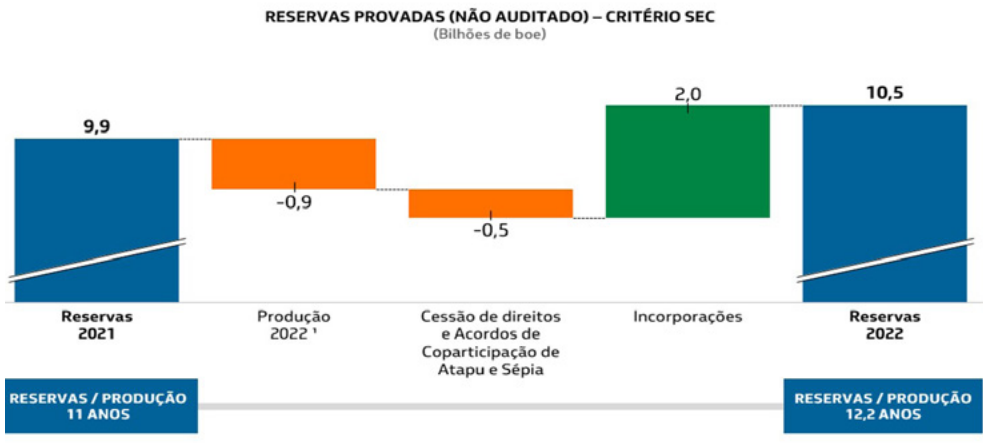
Nesse caso, o Comitê de Investimentos e o Comitê de Minoritários avaliarão e mensurarão a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida pela companhia, de tal forma que a União compense, a cada exercício social, a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

1.1. Destaques do exercício

De forma consistente com anos anteriores, a Petrobras apresentou resultados operacionais e financeiros em 2022 conforme estabelecido em seu Plano Estratégico (PE), gerando valor para a sociedade e seus acionistas.

A produção de óleo e gás em 2022 foi de 2.684 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), alcançando a meta estabelecida no ano. Os principais fatores que resultaram nesse desempenho operacional foram: i) entrada em operação do FPSO Guanabara (campo de Mero) e da P-71 (campo de Itapu); ii) 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; e iii) entrada em produção de novos poços da Bacia de Campos.

Em 2022, de acordo com o critério SEC – Securities and Exchange Commission, a companhia, pelo segundo ano consecutivo, realizou a maior adição de reservas de sua história. Essa incorporação reflete, principalmente, a continuidade do desenvolvimento do campo de Búzios, e de novos projetos para aumento da recuperação de petróleo em outros campos das Bacias de Santos e Campos, além de apropriações de novos volumes de reserva pelo bom desempenho das jazidas. Esses efeitos foram compensados, em parte, por reduções de volume pela cessão de 5% de nossa participação no Excedente da Cessão Onerosa em Búzios e efeito dos acordos de coparticipação do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia, além de ações de cessão de direitos em campos maduros (mais detalhes em Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – não auditado).

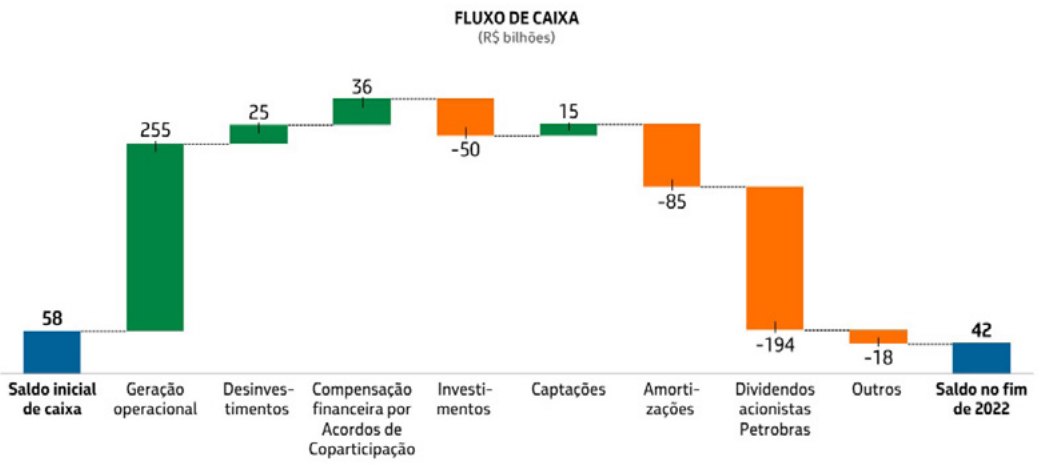


¹ Não considera: (a) líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina; (b) volumes de gás injetado; (c) produção de testes de longa duração em blocos exploratórios; e (d) produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

A Petrobras também estima reservas segundo o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis / Society of Petroleum Engineers). Em 31 de dezembro de 2022, as reservas provadas segundo este critério atingiram 10,7 bilhões de barris de óleo equivalente. As principais diferenças entre os dois critérios estão detalhadas na nota explicativa 4.1.

O desempenho operacional da companhia no ano, com aumento da receita no mercado interno, principalmente pelos maiores preços de derivados, que refletem o alinhamento aos preços internacionais do petróleo, bem como aumento pelo volume de vendas de petróleo no mercado interno, especialmente os volumes vendidos para a refinaria REFMAT (Refinaria de Mataripe S.A), resultou no crescimento da geração operacional de caixa (nota explicativa 8). Destaca-se ainda o efeito no caixa da compensação financeira por acordos de coparticipação e recebimentos pela venda de ativos e de participações (notas explicativas 24 e 30).

Os destaques no caixa para utilização dos recursos foram os maiores investimentos, previstos no Plano Estratégico 2022-2026 (PE 22-26), além da distribuição de dividendos.

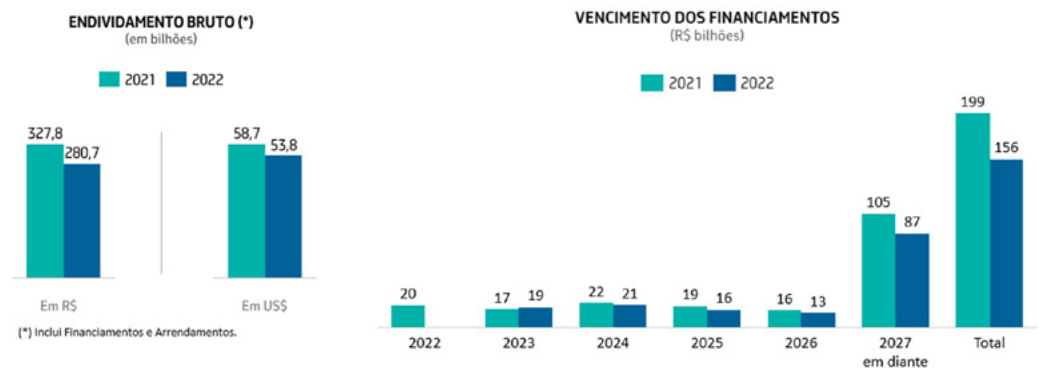


Em linha com o planejamento, a gestão de portfólio contemplou uma série de desinvestimentos, principalmente: venda da Gaspetro; totalidade de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizados em Sergipe, denominados conjuntamente de Polo Carmópolis; conjunto de sete concessões terrestres e de águas rasas denominada Polo Alagoas e da Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN de Alagoas e 14 campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Recôncavo, localizados no estado da Bahia (nota explicativa 30). Houve no ano recebimento por vendas realizadas em exercícios anteriores, especialmente venda do bloco exploratório BM-S-8 e Nova Transportadora do Sudeste (NTS) (nota explicativa 13).

Outra fonte de recursos no ano foram as compensações financeiras relativas aos contratos de Excedentes da Cessão Onerosa no pré-sal, para as áreas de Atapu, Sépia e Búzios (nota explicativa 24).

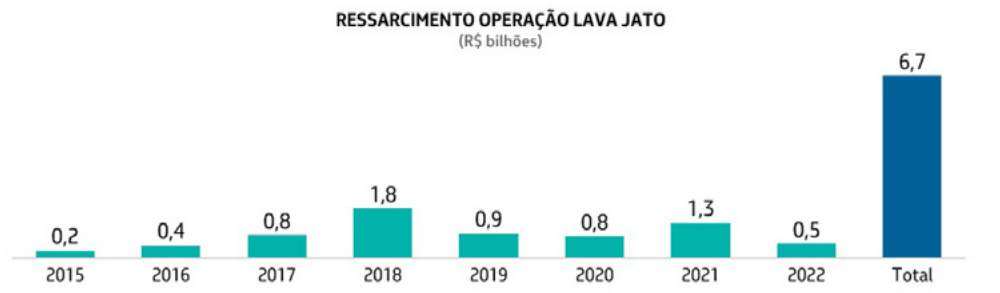
O excedente de caixa devido às maiores margens de venda de petróleo e derivados, associado à manutenção da meta de endividamento e à ausência de investimentos represados por restrição financeira, permitiram a proposta de dividendos do exercício de 2022 (nota explicativa 33).

A estratégia financeira do novo Plano Estratégico 2023-2027 (PE 23-27) tem como pilares a preservação da solidez financeira, a dupla resiliência dos projetos, tanto financeira quanto ambiental, e o foco na geração de valor. A meta de endividamento inferior a US$ 60 bilhões foi atualizada para o intervalo de referência da dívida bruta entre US$ 50 bilhões a US$ 65 bilhões (notas explicativas 6 e 31).

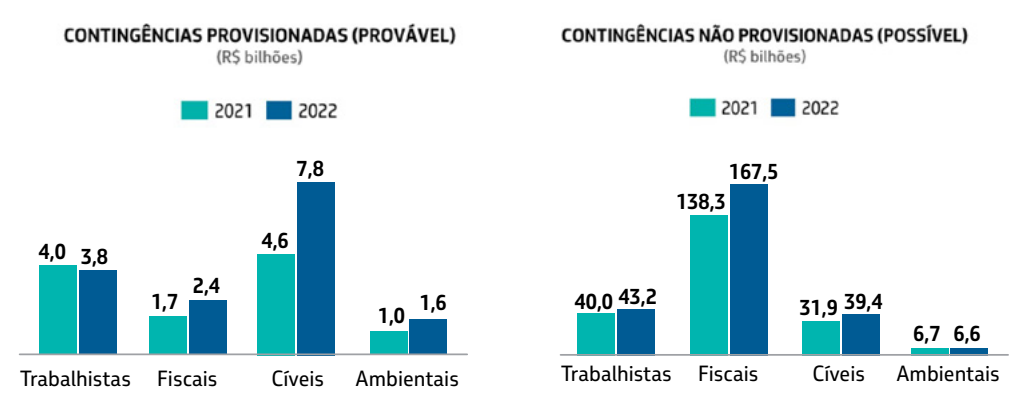


A revisão das premissas econômicas, financeiras e operacionais do PE 23-27, bem como o processo de gestão ativa de portfólio e as novas estimativas de volumes de reservas, embasaram os testes de recuperabilidade do exercício de 2022 (nota explicativa 25).

Em decorrência dos acordos de colaboração e repatriações no âmbito da Operação Lava Jato, a companhia foi ressarcida em R$ 499 ao longo de 2022 (nota explicativa 21).



Ao longo do exercício de 2022, houve novos litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais, apesar da companhia manter sua estratégia de gestão ativa de seus passivos, considerando as especificidades de cada processo e a análise da relação custo e benefício. Neste contexto, a companhia realizou a celebração de acordos judiciais visando o encerramento da discussão de mérito, com destaque para o acordo na arbitragem em cobrança de *royalties* sobre extração de xisto (nota explicativa 18).



Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

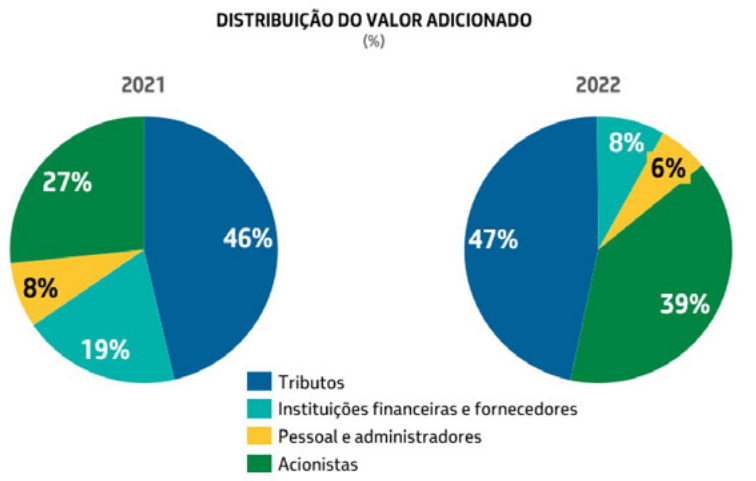
Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

As riquezas geradas pela companhia em 2022, no valor de R$ 483,0 bilhões (R$ 403,2 bilhões em 2021), foram distribuídas da seguinte forma:



Adicionalmente, nossas demonstrações financeiras em dólar norte-americano, que são convertidas com base no CPC 02 – "Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis", equivalente ao IAS 21 – Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio, são também divulgadas e arquivadas. A tabela abaixo apresenta as principais informações em milhões de dólares:

	Consolidado	
	2022	2021
Receita de vendas	124.474	83.966
Lucro bruto	64.988	40.802
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	57.114	37.584
Lucro do exercício - Acionistas da Petrobras	36.623	19.875
Caixa e equivalentes de caixa	7.996	10.467
Imobilizado	130.169	125.330
Financiamentos e Arrendamentos - Circulante e Não Circulante	53.799	58.743
Patrimônio líquido	69.836	69.812
Fluxo de caixa operacional	49.717	37.791
Fluxo de caixa de investimentos	(432)	2.157
Fluxo de caixa de financiamentos	(51.453)	(40.791)

2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais da Controladora foram preparadas de acordo com os *International Financial Reporting Standards* (*IFRS*) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* (*IASB*) e também em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que foram aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto quando de outra forma indicado.

Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das práticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento e complexidade estão divulgados na nota explicativa 4.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 1° de março de 2023, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.1. Demonstração do valor adicionado

A legislação societária brasileira exige para as companhias abertas a elaboração da Demonstração do Valor Adicionado (DVA) e sua divulgação como parte integrante do conjunto das demonstrações financeiras. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Resolução CVM 117/22. O *IFRS* não exige a apresentação desta demonstração.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de suas controladas no Brasil é o real, que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operação. A moeda funcional das controladas diretas que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano.

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas, com moeda funcional distinta da Controladora, são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica.

As variações cambiais sobre os investimentos em controladas e coligadas, com moeda funcional distinta da Controladora, são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado quando da alienação dos investimentos.

3. Sumário das principais práticas contábeis

Para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras, as práticas contábeis são apresentadas nas respectivas notas explicativas que tratam dos temas de suas aplicações.

4. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações que refletem no reconhecimento e mensuração de ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e outros fatores considerados relevantes, sendo revisadas periodicamente pela Administração. Os resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações sobre as estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da companhia.

4.1. Reservas de petróleo e gás natural

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e de amostras de fluidos. As reservas são utilizadas para o cálculo das taxas de depreciação, depleção e amortização no método de unidades produzidas, nos testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*), nos cálculos de provisões para desmantelamento de áreas e estão relacionadas às exportações altamente prováveis que são objeto de *hedge* de fluxo de caixa.

A estimativa de reservas está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados na estimativa. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia dos projetos de desenvolvimento da companhia ou na capacidade de produção.

A companhia apura as reservas de acordo com os critérios SEC (Securities and Exchange Commission) e ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/Society of Petroleum Engineers). As principais diferenças entre esses critérios estão associadas à utilização de diferentes premissas econômicas e à possibilidade de se considerar como reservas, no critério ANP/SPE, os volumes previstos de serem produzidos além do prazo contratual de concessão nos campos do Brasil, de acordo com o regulamento técnico de reservas da ANP.

De acordo com a definição estabelecida pela SEC, reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades de petróleo e gás que, por meio da análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente viáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental existentes. As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas às quais é possível esperar a recuperação: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes, ou nas quais o custo do equipamento necessário é relativamente pequeno quando comparado ao custo de um novo poço; ou (ii) por meio de equipamentos de extração e infraestrutura operacional instalados no momento da estimativa de reserva, caso a extração se dê por meios que não envolvam um poço.

Embora a companhia entenda que as reservas provadas serão produzidas, as quantidades e os prazos de recuperação podem ser afetados por diversos fatores, que incluem a conclusão de projetos de desenvolvimento, o desempenho dos reservatórios, aspectos regulatórios e alterações significativas nos níveis de preço de petróleo e gás natural no longo prazo.

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, depleção e amortização

As estimativas de volumes de reservas provadas utilizadas no cálculo das taxas de depreciação, depleção e amortização, no método de unidades produzidas, são elaboradas por profissionais especializados da companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, depleção e amortização reconhecidos nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor periódico de despesas com depreciação, depleção e amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor periódico de despesas com depreciação, depleção e amortização.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas na nota explicativa 23.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural no teste de *impairment*

Para o cálculo do valor recuperável dos ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, o valor em uso estimado baseia-se nas reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE.

Outras informações sobre teste de *impairment* são apresentadas na nota explicativa 25.

c) Impacto das reservas de petróleo e gás natural nas estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A estimativa do momento de realização dos custos com obrigações de desmantelamento de áreas é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Revisões nas estimativas de reservas que impliquem em mudanças no prazo de exaustão podem afetar a provisão para desmantelamento de áreas.

d) Impacto nas exportações altamente prováveis que são objeto de *hedge* de fluxo de caixa

O cálculo das "exportações futuras altamente prováveis" tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo. Alterações na previsão de produção de petróleo e gás podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, consequentemente, as designações de relações de *hedge*.

4.2. Testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

a) Premissas para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente às premissas-chave: preço médio do Brent e taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia. Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve alto grau de complexidade, deriva destas estimativas.

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas ou aumentos expressivos, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda.

As projeções relacionadas às premissas-chave derivam do Plano Estratégico e são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Também são efetuados testes estatísticos, como *backtesting* e *feedback*, para aprimorar continuamente as técnicas de previsão da companhia.

O modelo de previsão de preços da companhia é baseado em uma relação não linear entre as variáveis que visam representar os fundamentos de oferta e demanda do mercado. Este modelo também considera o impacto das decisões da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), custos da indústria, capacidade ociosa, produção de óleo e gás prevista por firmas especializadas e a relação entre o preço do petróleo e a taxa de câmbio do dólar norte-americano.

O processo de elaboração das projeções de câmbio é baseado em modelos econométricos que utilizam como variáveis explicativas a tendência de longo prazo envolvendo principalmente dados observáveis, tais como preços de commodities, o risco país, a taxa de juros americana e o valor do Dólar em relação a uma cesta de moedas (Indicador Dólar Índex).

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, consequentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização (ou reversões de perda) em certos ativos ou Unidades Geradoras de Caixa (UGCs). Por exemplo, as receitas de vendas e margens de refino da companhia são impactadas diretamente pelo preço do Brent, bem como pela taxa de câmbio do Dólar norte-americano frente ao Real, que também influencia significantemente os investimentos e despesas operacionais.

Mudanças no ambiente econômico e político podem também resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*.

Reduções decorrentes de mudanças estruturais nos cenários de preços futuros de petróleo e gás natural, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto, além de decisões sobre investimentos que resultam no adiamento ou interrupção de projetos, podem ser indícios da necessidade de realização de testes de recuperabilidade dos ativos.

O valor recuperável de determinados ativos pode não exceder substancialmente seus valores contábeis e, por esta razão, é razoavelmente possível que perdas por desvalorização sejam reconhecidas nestes ativos nos próximos anos devido à observação de uma realidade distinta em relação às premissas assumidas, conforme nota explicativa 25.

b) Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Esta definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente.

Alterações nas UGCs em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, consequentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo influenciar na sua capacidade de gerar caixa e ocasionar perdas ou reversões adicionais na recuperação de tais ativos. Caso a aprovação da venda de um componente de uma UGC ocorra entre a data base das demonstrações financeiras e a data na qual é autorizada a emissão dessas demonstrações, a companhia reavalia se as informações existentes no período contábil em questão evidenciam que o valor em uso desse componente poderia ser estimado como próximo do seu valor justo líquido de despesas de venda. Tais informações devem incluir a evidência do estágio em que a administração se encontrava comprometida com a venda do componente da UGC.

As definições das UGCs adotadas são as seguintes:

a) UGCs do segmento de E&P:

i. Campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção de um campo ou de um polo (conjunto de dois ou mais campos) no Brasil ou no exterior.

Em 2022, ocorreram as exclusões das Plataformas P-18, P-19, P-20, P-35 e P-47 da UGC Polo Norte, em função da decisão da Administração pela parada definitiva das operações dessas plataformas no campo de Marlim. Cada plataforma passou a ser enquadrada como ativo isolado. Ocorreram ainda as extinções das UGCs Polos Alto Rodrigues, Canto do Amaro, Barrinha, Benfica, CMR e Fazenda Alegre, além de um conjunto de outros campos, principalmente na UN-BA e UN-RNCE, totalizando 31 concessões, em função do processo de desinvestimento. A partir da assinatura dos respectivos contratos de venda, os ativos correspondentes passaram a constituir um grupo de ativos mantidos para venda (nota explicativa 30.1). Em 31 de dezembro de 2022, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 37 campos e 15 polos.

ii. Equipamentos não associados a campos de produção de petróleo e gás: representam as sondas de perfuração que não estão associadas a nenhuma UGC e que são testadas individualmente para fins de recuperabilidade, assim como as plataformas que deixaram de operar. Em 2022, houve a extinção de 14 UGCs referentes a sondas de perfuração que se encontravam fora de operação e que tiveram suas vendas concluídas. Os ativos correspondentes foram baixados.

b) UGCs do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC):

i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro, com a operação combinada e centralizada de tais ativos, tendo como objetivo comum o atendimento do mercado ao menor custo global e, sobretudo, a preservação do valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o *mix* de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo que suporta todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo petróleo, ou *mix* de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado.

Em 2022, a Administração aprovou a venda da refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e da Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), cujos ativos foram excluídos da UGC Abastecimento e estão classificados como mantidos para venda (nota explicativa 30.1).

ii. UGC Utilidades Itaboraí: composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3.

iii. UGC Polo GasLub: conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.

iv. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada, testados isoladamente.

v. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro.

vi. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê).

vii. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

c) UGCs do segmento de Gás e Energia:

i. UGC SIP Integrado: conjunto de ativos formado pelas Unidades de Tratamento de Gás (UTG) Itaboraí, Cabiúnas e Caraguatatuba, que compõem uma UGC em função das características contratuais do Sistema Integrado de Processamento (SIP) e do Sistema Integrado de Escoamento (SIE).

ii. UGCs Unidades de Tratamento de Gás: as demais UTGs representam, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas.

Em 2022, a Administração aprovou a venda da UPGN Guamaré, que deixa de existir como uma unidade geradora de caixa em função da reclassificação como mantido para vendas (nota explicativa 30.1).

iii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: representam as fábricas hibernadas de fertilizantes e nitrogenados.

iv. UGC Energia: é o conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termelétricas (UTEs). A operação e a comercialização de energia dessa UGC são realizadas e coordenadas de forma integrada. Os resultados econômicos de cada uma das usinas do portfólio integrado são altamente dependentes entre si, devido à otimização operacional que visa maximizar o resultado do todo.

v. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

Em 2022, a Administração aprovou o arrendamento da usina termelétrica Termocamaçari, que deixa de existir como uma unidade geradora de caixa em função da reclassificação dos ativos como um recebível em contrapartida à baixa dos ativos da usina termoelétrica.

d) UGCs do negócio de Biocombustível

i. UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõe as usinas de biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimento de cada usina, assim como os resultados alcançados (nos leilões) nas vendas e a oferta de matéria-prima; e

ii. UGC Quixadá: ativos da usina de biodiesel Quixadá-CE.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 25.

4.3. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas econômicas e demográficas. Dentre as principais estão:

- Taxa de desconto – compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente, que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro; e
- Taxa de variação de custos médicos e hospitalares – premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (*per capita*) da companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

Essas e outras estimativas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 17.

4.4. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A companhia é parte em arbitragens, processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrentes do curso normal de suas operações e considera estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres e avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Essas estimativas são realizadas de forma individualizada ou por agrupamento de casos com teses semelhantes e essencialmente levam em consideração fatores como a análise dos pedidos realizados pelos autores, robustez das provas existentes, precedentes jurisprudenciais de casos semelhantes e doutrina sobre o tema. Especificamente para ações trabalhistas de terceirizados, a companhia estima a perda esperada através de um procedimento estatístico em virtude do volume de ações com características similares.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Decisões arbitrais, judiciais e administrativas em ações contra a companhia, nova jurisprudência e alterações no conjunto de provas existentes podem resultar na alteração da probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 18.

4.5. Estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações, sendo estas últimas as mais significativas. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia. Em função dos longos períodos até a data de abandono, variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que: i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e iii) as tecnologias e custos de remoção de ativos sofrem alterações constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança.

A companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 19.

4.6. Tributos diferidos sobre o lucro

A companhia realiza julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações financeiras. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano Estratégico, que anualmente é aprovado pelo Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *Brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido diferidos está apresentada na nota explicativa 16.1.

4.7. Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das "exportações futuras altamente prováveis" tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico corrente e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação. O valor estimado como altamente provável é obtido considerando-se a incerteza futura acerca do preço do petróleo, produção de óleo e demanda por produtos em um modelo de otimização das operações e investimentos da companhia, além de respeitar o perfil histórico de volume exportado em relação à produção total de óleo. Para o longo prazo, os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano Estratégico, enquanto para o curto prazo o recálculo é realizado mensalmente. A metodologia utilizada para seu cálculo e os seus respectivos parâmetros são reavaliados pelo menos uma vez ao ano.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 34.

4.8. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 21, a companhia desenvolveu uma metodologia e realizou baixas contábeis de R$ 6.194 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados indevidamente representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

A companhia continua acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos. Não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022 novas informações que indiquem a possibilidade de uma mudança material no montante baixado.

4.9. Perdas de crédito esperadas

A provisão de perdas de crédito esperadas (PCE) para ativos financeiros se baseia em premissas de risco de default, determinação da ocorrência ou não de aumento significativo no risco de crédito, fator de recuperação, entre outras. Para tal, a companhia utiliza julgamentos nessas premissas, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

4.10. Arrendamentos

A companhia utiliza taxas incrementais sobre empréstimos da companhia para descontar os fluxos de caixa dos pagamentos de arrendamentos, cujas taxas implícitas não podem ser determinadas imediatamente. As taxas incrementais são estimadas a partir das taxas de captação corporativa (obtidas pelos rendimentos – *yields* - de títulos emitidos pela Petrobras), que levam em conta a taxa livre de risco e o prêmio de risco de crédito da companhia, ajustadas para refletir ainda as condições e características específicas do arrendamento, como o risco do ambiente econômico do país, o impacto das garantias, a moeda, *duration* do respectivo fluxo de pagamento e a data de início de cada contrato.

4.11. Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

As regras e regulamentos de tributos sobre lucro podem ser interpretados de forma diferente pelas autoridades fiscais, podendo ocorrer situações em que as interpretações das autoridades fiscais divirjam do entendimento da companhia.

As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro representam os riscos de que a autoridade fiscal não aceite um determinado tratamento tributário aplicado pela companhia, principalmente relacionados a diferentes interpretações sobre aplicabilidade e montantes de deduções e adições à base de cálculo de IRPJ e CSLL. Com base na melhor forma de estimar a resolução da incerteza, a companhia avalia cada tratamento fiscal incerto separadamente ou em conjunto de temas onde há interdependência quanto ao resultado esperado.

A companhia estima a probabilidade de aceitação do tratamento fiscal incerto pela autoridade fiscal com base em avaliações técnicas, considerando precedentes jurisprudenciais aplicáveis à legislação tributária vigente, que podem ser impactados principalmente por mudanças nas regras fiscais ou decisões judiciais que alterem a análise dos fundamentos da incerteza. Os riscos tributários identificados são prontamente avaliados, tratados e deliberados por meio de metodologia de gestão de riscos tributários, previamente implementada.

Se for provável que as autoridades fiscais aceitem um tratamento fiscal incerto, os valores registrados nas demonstrações financeiras são consistentes com a escrituração fiscal e, portanto, nenhuma incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro correntes ou diferidos. Caso não seja provável, a incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro nas demonstrações financeiras.

Informações sobre tratamento fiscal incerto de tributos sobre o lucro são divulgadas na nota explicativa 16.1.

5. Novas normas e interpretações

5.1. International Accounting Standards Board (IASB)

Os principais normativos emitidos pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2022 são:

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
IFRS 17 – Insurance Contracts and Amendments to IFRS 17 Insurance Contracts	O IFRS 17 substitui o IFRS 4 - *Insurance Contracts* e estabelece, entre outras coisas, os requisitos que devem ser aplicados, por emissores de contratos de seguros e resseguros no escopo da norma, e para contratos de resseguros mantidos, no reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação relacionados aos contratos de seguro e de resseguro.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.
Disclosure of Accounting Policies – Amendments to IAS 1 and Practice Statement 2	Em substituição ao requerimento de divulgação de políticas contábeis significativas, as emendas ao IAS *1 Presentation of Financial Statements* estabelecem que políticas contábeis devem ser divulgadas quando forem materiais. Entre outras coisas, a emenda provê orientações para determinar tal materialidade.	1º de janeiro de 2023, aplicação prospectiva para as emendas ao IAS 1.
Definition of Accounting Estimates – Amendments to IAS 8	De acordo com as emendas ao IAS 8, a definição de "mudança na estimativa contábil" deixa de existir. Em substituição, foi estabelecida definição para o termo "estimativas contábeis": valores monetários nas demonstrações financeiras que estão sujeitos à incerteza de mensuração.	1º de janeiro de 2023, aplicação prospectiva.
Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction – Amendments to IAS 12	As alterações reduziram o escopo da isenção de reconhecimento de ativos fiscais diferidos e passivos fiscais diferidos contidas nos parágrafos 15 e 24 do IAS 12 *Income Taxes* de modo que não se aplique mais a transações que, entre outros itens, no reconhecimento inicial dão origem a diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis iguais.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.
Lease Liability in a Sale and Leaseback – Amendments to IFRS 16	Adiciona requerimentos que especificam que o vendedor-arrendatário deve mensurar subsequentemente o passivo de arrendamento derivado da transferência de ativo – que atende aos requisitos do IFRS 15 para ser contabilizada como venda - e retroarrendamento (*Sale and Leaseback*) de forma que não seja reconhecido ganho ou perda referente ao direito de uso retido na transação.	1º de janeiro de 2024, aplicação retrospectiva.
Classification of Liabilities as Current or Non-current / Non-current Liabilities with Covenants – Amendments to IAS 1	As emendas estabelecem que o passivo deve ser classificado como circulante quando a entidade não tem o direito no final do período de reporte de diferir a liquidação do passivo durante pelo menos doze meses após o período de reporte. Entre outras orientações, as emendas determinam que a classificação de um passivo não é afetada pela probabilidade de exercício do direito de diferir a liquidação do passivo. Adicionalmente, segundo as emendas, apenas *covenants* cujo cumprimento é obrigatório antes do, ou, no final do período de reporte devem afetar a classificação de um passivo como circulante ou não circulante. Divulgações adicionais também são requeridas pelas emendas, incluindo informações sobre passivos não circulantes com cláusulas restritivas *covenants*.	1º de janeiro de 2024, aplicação retrospectiva.

Em relação aos normativos em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023, de acordo com as avaliações realizadas, a companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas.

Quanto aos normativos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2024, a companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

5.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos, revisões de pronunciamentos e intepretações tidos como análogos aos IFRS, tal como emitidos pelo IASB. A seguir são apresentados os normativos emitidos pelo CPC que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2022, bem como os IFRS equivalentes:

Pronunciamento, revisão ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
Pronunciamento Técnico CPC 50	*IFRS 17 – Insurance Contracts*	1º de janeiro de 2023
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 20	*Definition of Accounting Estimates (Amendments to IAS 8)* *Disclosure of Accounting Policies (Amendments to IAS 1)* *Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction (Amendments to IAS12)*	1º de janeiro de 2023
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 21	*IFRS 17 – Insurance Contracts* *Amendments to IFRS 17* *Initial Application of IFRS 17 and IFRS 9 Comparative Information (Amendments to IFRS 17)*	1º de janeiro de 2023

Os efeitos esperados da aplicação inicial referente aos normativos listados acima são os mesmos que foram apresentados para os respectivos normativos emitidos pelo IASB apresentados no item 5.1.

6. Gestão de Capital

A gestão de capital da companhia tem como objetivo a manutenção de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e a maximização do valor para acionistas e investidores. A principal fonte de recursos da companhia é a geração operacional de caixa.

A estratégia financeira do PE 23-27 tem como pilares a preservação da solidez financeira, a dupla resiliência dos projetos, tanto financeira quanto ambiental, e o foco na geração de valor.

Com o alcance da meta de US$ 60 bilhões, 15 meses antes do previsto, a nova meta de endividamento foi definida no PE 23-27 como o intervalo de referência da dívida bruta entre US$ 50 bilhões a US$ 65 bilhões.

Paralelamente, no decorrer do exercício de 2022, através da estratégia da companhia de gestão ativa dos seus passivos, o prazo médio dos vencimentos dos financiamentos tem concentração a partir de 2027, representando 56% do total. Tais fatores, em conjunto com a política de preços competitivos alinhados ao mercado internacional, permitiram o cumprimento da Política de Remuneração aos Acionistas, que possibilita maior retorno de dividendos aos acionistas sem comprometer a sustentabilidade financeira da companhia.

Em 2022, a companhia reduziu o endividamento bruto em US$ 4.944 milhões, dentro do intervalo de referência estipulado em seu planejamento. Adicionalmente, o endividamento líquido em 2022 reduziu US$ 6.110 milhões. Os endividamentos bruto e líquido em Reais reduziram 14% e 18%, respectivamente, conforme quadro a seguir:

Consolidado

	Em milhões de US$			
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Endividamento total (Financiamentos e Arrendamentos)	53.799	58.743	280.703	327.818
Caixa e equivalentes de Caixa e TVM (títulos públicos federais, *time deposits* e CDB)	12.283	11.117	64.092	62.040
Endividamento líquido	**41.516**	**47.626**	**216.611**	**265.778**

Estas medidas não são definidas segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição às métricas de lucro, endividamento e geração de caixa operacional em IFRS, tampouco ser base de comparação com os indicadores de outras empresas.

7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

7.1. Caixa e equivalentes de caixa

Incluem numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, os quais atendem à definição de equivalentes de caixa.

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Caixa e bancos	1.126	1.666	68	145
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	14.414	10.885	2.766	2.383
Outros fundos de investimentos	1.277	911	18	20
	15.691	11.796	2.784	2.403
- No exterior				
Time deposits	12.458	24.050	–	–
Auto Invest e contas remuneradas	12.339	20.826	775	382
Outras aplicações financeiras	109	72	–	–
	24.906	44.948	775	382
Total das aplicações financeiras de curto prazo	40.597	56.744	3.559	2.785
Total de caixa e equivalentes de caixa	**41.723**	**58.410**	**3.627**	**2.930**

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e em operações lastreadas em títulos públicos (compromissadas), cujos prazos de vencimentos são de até três meses contados a partir da data de aquisição. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* com prazos de até três meses contados a partir da data de aquisição e por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária.

As principais aplicações destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 foram para pagamento de dividendos de R$ 194.609, cumprimento do serviço da dívida, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de R$ 85.050, bem como para realização de investimentos no montante de R$ 49.656.

Os principais recursos constituídos foram substancialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de R$ 255.410, compensação financeira por acordos de coparticipação de R$ 35.769, recebimentos pela venda de ativos e de participações de R$ 24.815 e captações no valor de R$ 15.156.

Prática contábil

Como equivalentes de caixa são consideradas aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

7.2. Títulos e valores mobiliários

	Consolidado					Controladora	
	31.12.2022			31.12.2021		31.12.2022	31.12.2021
	País	Exterior	Total	País	Total	Total	Total
Valor justo por meio do resultado	3.722	–	3.722	3.630	3.630	3.722	3.630
Custo amortizado - CDB e *time deposits*	13.296	5.351	18.647	–	–	13.286	–
Custo amortizado - Outros	260	–	260	247	247	260	247
Total	**17.278**	**5.351**	**22.629**	**3.877**	**3.877**	**17.268**	**3.877**
Circulante	9.119	5.351	14.470	3.630	3.630	9.109	3.630
Não circulante	8.159	–	8.159	247	247	8.159	247

Os títulos classificados como valor justo por meio de resultado referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros (valores determinados pelo nível 1 da hierarquia de valor justo). Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses.

Os títulos classificados como custo amortizado referem-se a aplicações no país em certificados de depósitos bancários (CDB) pós-fixados com liquidez diária, com prazos entre um e dois anos, além de aplicações no exterior em *time deposits*, com prazos superiores a três meses.

Prática contábil

Os recursos aplicados em operações com prazos superiores a três meses, contados a partir da data da contratação, são inicialmente mensurados a valor justo e subsequentemente de acordo com suas respectivas classificações, que têm como base a forma de gestão desses recursos e suas características de fluxos de caixas contratuais:

- Custo amortizado – ativos financeiros que dão origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa representados, exclusivamente, por pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto, cujo objetivo da companhia seja recebimento dos seus fluxos de caixa contratuais. Os títulos são apresentados no ativo circulante e não circulante em função dos seus prazos de vencimento. A receita de juros dessas aplicações é calculada utilizando-se o método de juros efetivos.
- Valor justo por meio do resultado – ativos financeiros cujo objetivo da companhia seja recebimento pela venda. São apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização.

8. Receita de vendas

8.1. Receita de vendas de contratos com clientes

As receitas de contratos com clientes numa companhia de energia integrada são oriundas de diferentes produtos comercializados conforme nossos segmentos operacionais, levando-se em consideração características específicas dos mercados onde atua. Para mais informações sobre os segmentos operacionais da companhia, suas atividades e os respectivos produtos comercializados, vide nota explicativa 12.

A determinação dos preços das transações deriva de metodologias e políticas baseadas em parâmetros desses mercados, refletindo riscos inerentes às operações, nível de participação de mercado, variações em cotações de câmbio e preços de commodities no mercado internacional, incluindo os preços do petróleo do tipo brent, derivados de petróleo, tais como diesel e gasolina, e o índice Henry Hub.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Receita bruta de vendas	742.671	567.449	713.984	560.435
Encargos de vendas (*)	(101.415)	(114.781)	(100.650)	(113.573)
Receita de vendas	**641.256**	**452.668**	**613.334**	**446.862**
Diesel	206.960	130.671	206.608	128.691
Gasolina	83.354	64.206	83.396	63.465
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	26.362	24.168	26.369	23.860
Querosene de aviação (QAV)	28.007	12.279	27.941	12.122
Nafta	12.312	9.131	12.312	8.953
Óleo combustível (incluindo *bunker*)	7.287	9.532	7.248	9.258
Outros derivados de petróleo	28.493	22.988	28.429	22.685
Subtotal de derivados de petróleo	**392.775**	**272.975**	**392.303**	**269.034**
Gás natural	39.617	31.694	39.707	31.727
Petróleo	39.613	3.766	40.433	11.270
Renováveis e nitrogenados	1.454	215	–	134
Receitas de direitos não exercidos (*breakage*)	3.448	1.311	3.453	1.313
Eletricidade	3.622	15.559	3.598	15.508
Serviços, agenciamentos e outros	5.363	4.357	3.142	3.974
Mercado interno	**485.892**	**329.877**	**482.636**	**332.960**
Exportações	141.521	115.768	130.698	113.902
Petróleo	99.474	80.245	90.712	77.240
Óleo combustível (incluindo *bunker*)	38.129	29.755	35.588	30.789
Outros derivados de petróleo e outros produtos	3.918	5.768	4.398	5.873
Vendas no exterior (**)	13.843	7.023	–	–
Mercado externo	**155.364**	**122.791**	**130.698**	**113.902**
Receitas de vendas	**641.256**	**452.668**	**613.334**	**446.862**

(*) Inclui, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.
(**) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

	Consolidado	
	2022	2021
Brasil	485.892	329.877
Mercado interno	**485.892**	**329.877**
Américas (exceto Estados Unidos da América)	36.861	25.429
China	32.908	37.778
Europa	30.430	16.697
Estados Unidos da América	25.347	11.675
Cingapura	22.034	21.334
Ásia (exceto China e Cingapura)	7.757	8.998
Outros	27	880
Mercado externo	**155.364**	**122.791**
Receitas de vendas	**641.256**	**452.668**

Receita de vendas de R$ 641.256, R$ 188.588 superior a 2021 (R$ 452.668), refletindo:

Aumento da receita no mercado interno, principalmente por:

- Maiores preços médios dos derivados, com destaque para o diesel, a gasolina, o GLP, a nafta, o QAV e o óleo combustível, acompanhando, em grande parte, a valorização das cotações internacionais;
- Maior receita de petróleo, em razão, principalmente, da venda da Refinaria de Mataripe S.A. (antiga Refinaria Landulpho Alves - RLAM), que passou a ser um cliente relevante a partir de dezembro/2021 nas operações comerciais do petróleo vendido no mercado interno, bem como dos maiores preços, acompanhando a valorização das cotações internacionais;
- Maior receita de gás natural, em função dos maiores preços de venda, refletindo a melhora no portfólio de venda de gás natural alinhada à valorização do *Brent*, que compensou a menor demanda do setor termelétrico, devido às melhores condições hidrológicas no Brasil, e a menor demanda do setor não termelétrico, retratando o efeito da abertura do mercado de gás natural;

Compensados, em parte:

- Redução da receita de energia elétrica, refletindo os menores despachos termelétricos, em função da melhora no nível dos reservatórios hidrelétricos, e a redução do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças);
- Menor volume de vendas de derivados, com destaque:
  - Diesel, em função da venda da Refinaria de Mataripe S.A. no final de 2021;
  - Óleo combustível, retratando, em grande parte, as menores vendas para uso nas térmicas, devido à redução dos despachos por garantia energética, em razão da melhora das condições hidrológicas;
  - GLP, devido à venda da Refinaria de Mataripe S.A. no final de 2021, à maior colocação do produto pelos demais players e importadores e à base de comparação mais elevada no ano anterior, pelo maior consumo do gás para cocção nas residências, refletindo o efeito do isolamento social em função das restrições impostas pela pandemia; e
  - Compensados, parcialmente, pelos maiores volumes de QAV, neste exercício, devido à base de comparação depreciada em 2021, em função das restrições impostas pela pandemia, que impactou negativamente o setor aéreo.

A maior receita com exportações reflete os maiores preços, acompanhando a valorização das cotações internacionais, compensados, parcialmente, pelos menores volumes de exportações de petróleo, retratando, principalmente, as maiores vendas de petróleo no mercado interno e a menor produção de óleo no Brasil, além dos menores volumes exportados de derivados, principalmente gasolina e óleo combustível com baixo teor de enxofre.

Aumento das receitas de vendas no exterior, retratando, em sua maior parte, o maior volume de operações de trading offshore, com destaque para as cargas de GNL, bem como os maiores preços médios realizados, refletindo a valorização das cotações internacionais.

Em 2022, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), representam, individualmente, 15% e 11% das receitas da companhia. Em 2021, apenas um cliente do segmento RTC, representava mais que 10% do total das receitas da companhia.

8.2. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2022, com prazos superiores a um ano, onde há estabelecida uma quantidade de bens ou serviços para vendas nos próximos exercícios com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2022, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2022 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Consolidado		
	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Total dos contratos
Mercado interno			
Gasolina	54.762	–	54.762
Diesel	162.660	–	162.660
Gás natural	81.620	76.367	157.987
Serviços e outros	41.048	23.862	64.910
Nafta	10.154	21.969	32.123
Eletricidade	3.433	33.141	36.574
Outros derivados de petróleo	154	–	154
Querosene de aviação (QAV)	30.617	–	30.617
Mercado externo			
Exportações	15.449	45.712	61.161
Total	**399.897**	**201.051**	**600.948**

As receitas serão reconhecidas mediante transferência dos bens e serviços aos respectivos clientes, estando seus valores e período de reconhecimento sujeitos a demandas futuras, variações no valor de commodities, taxa de câmbio e outros fatores de mercado.

A tabela acima não inclui informações sobre contratos com clientes com duração inferior a um ano, como por exemplo, vendas no mercado *spot*, bem como valores estimados de contraprestações variáveis que sejam restritos, além de contratos que apenas estabeleçam condições e termos gerais (*Master Agreements*), para os quais volumes e preços somente serão definidos em contratos subsequentes.

Adicionalmente, as receitas de energia elétrica são substancialmente por demanda para geração de energia termoelétrica, conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições hidrológicas do Brasil. Desta forma, os valores apresentados na tabela acima representam, principalmente, valores fixos a receber em função da disponibilidade prometida aos clientes nessas operações.

8.3. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia possui R$ 252 (R$ 106 em 2021) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de *take* e *ship or pay,* a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar no passivo circulante.

Prática contábil

A companhia avalia os contratos com clientes para a venda de petróleo e derivados, gás natural, energia elétrica, serviços e demais produtos, que serão objeto de reconhecimento de receitas e identifica os produtos e serviços distintos prometidos em cada um deles.

As receitas de vendas são reconhecidas no momento em que o controle é transferido ao cliente, o que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. Neste momento, a companhia satisfaz à obrigação de desempenho.

São consideradas obrigações de desempenho as promessas de transferir ao cliente: (i) bem ou serviço (ou grupo de bens ou serviços) que seja distinto; e (ii) uma série de bens ou serviços distintos que possuam as mesmas características ou sejam substancialmente os mesmos e que tenham o mesmo padrão de transferência para o cliente.

A receita é mensurada pelo valor da contraprestação à qual a companhia espera ter direito em troca das transferências dos bens ou serviços prometidos ao cliente, excluindo quantias cobradas em nome de terceiros. Os preços das transações têm como base preços declarados em contratos com clientes, os quais refletem metodologias e políticas de preços da companhia baseadas em parâmetros de mercado.

Os faturamentos ocorrem em períodos bem próximos às entregas e prestação de serviços, portanto, não são esperadas alterações significativas nos preços das transações a serem reconhecidas em receitas de períodos posteriores à satisfação de obrigação de desempenho, exceto para algumas exportações nas quais a formação de preço final ocorre após a transferência de controle dos produtos e estão sujeitas à variação do valor da commodity.

As vendas são realizadas em prazos curtos de recebimento, não havendo assim componentes de financiamento significativo.

9. Custos e despesas por natureza

9.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados (*)	(167.280)	(112.715)	(157.088)	(119.052)
Depreciação, depleção e amortização	(54.259)	(50.093)	(57.201)	(54.521)
Participação governamental	(77.016)	(60.104)	(76.961)	(60.063)
Gastos com pessoal	(8.601)	(10.119)	(6.759)	(7.980)
Total	**(307.156)**	**(233.031)**	**(298.009)**	**(241.616)**

(*) Inclui arrendamentos de curto prazo (12 meses ou inferior) e variação de estoques.

Custo dos produtos vendidos de R$ 307.156, R$ 74.125 superior a 2021 (R$ 233.031), com destaque para os seguintes fatores:

- Maiores custos com petróleo e derivados importados e com participação governamental, acompanhando a valorização das cotações internacionais;
- Maior participação do petróleo importado na carga processada nas refinarias;
- Maiores custos de aquisição do GNL, refletindo a maior precificação no mercado internacional, também influenciada pelo cenário geopolítico na Europa devido à guerra entre Rússia e Ucrânia, e do gás boliviano, em função da variação da cesta de óleos que compõem a fórmula de preços, retratando a valorização do Brent;
- Acréscimo dos volumes comercializados de petróleo no mercado interno;
- Aumento dos custos com operações no exterior, em função do maior volume de operações de trading offshore, com destaque para as cargas de GNL, e da valorização das cotações internacionais;
- Compensados, parcialmente:

i) Menores volumes de derivados comercializados no mercado interno e de petróleo e derivados exportados;
ii) Menor participação do GNL, devido à melhora das condições hidrológicas, e do gás boliviano no mix da oferta de gás natural;
iii) Menores custos com energia elétrica, refletindo a melhora do nível dos reservatórios das hidrelétricas no país; e
iv) Revisão atuarial do Plano de Saúde referente à alteração de coparticipação do benefício em 2021, que aumentou os custos daquele exercício.

9.2. Despesas de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(20.592)	(19.095)	(22.827)	(20.475)
Depreciação, depleção e amortização	(4.062)	(3.289)	(3.544)	(3.277)
Perdas de créditos esperadas	(304)	65	(315)	68
Gastos com pessoal	(490)	(487)	(427)	(426)
Total	**(25.448)**	**(22.806)**	**(27.113)**	**(24.110)**

Despesas de vendas de R$ 25.448, R$ 2.642 superiores (R$ 22.806), retratando em grande parte:

- Custo mais elevado da tarifa de frete atrelado às exportações, influenciado pelo cenário geopolítico na Europa devido à guerra entre Rússia e Ucrânia;
- Maiores vendas de petróleo no mercado interno, em razão, principalmente, da venda da Refinaria de Mataripe S.A. no final de 2021, que passou a ser um cliente relevante;
- Maiores gastos logísticos relativos ao transporte do gás natural, cujos contratos tiveram reajustes com aumento de custos ao longo dos períodos.
- Esses fatores foram compensados, parcialmente, pelos: (i) menores gastos logísticos referentes às menores exportações de petróleo e de derivados, com destaque para o óleo combustível; (ii) pelo efeito da abertura do mercado de gás natural, onde outros agentes passaram a ter acesso direto à infraestrutura de transporte; e (iii) pela revisão atuarial do Plano de Saúde referente à alteração de coparticipação do benefício em 2021, que aumentou os custos daquele exercício.

9.3. Despesas gerais e administrativas

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Gastos com pessoal	(4.464)	(4.490)	(3.691)	(3.669)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(1.871)	(1.384)	(1.491)	(943)
Depreciação, depleção e amortização	(542)	(466)	(494)	(419)
Total	**(6.877)**	**(6.340)**	**(5.676)**	**(5.031)**

Despesas gerais e administrativas de R$ 6.877, R$ 537 superiores (R$ 6.340), decorrente, principalmente:

- Maiores gastos com serviços de terceiros, com destaque para os serviços de processamento de dados;
- Menores recuperações de gastos relativos a custos de overhead de parcerias;
- Reajustes salariais, conforme Acordos Coletivos de Trabalho, e o processo de avanço de nível de cargos dos empregados;
- Contratação de novos colaboradores ao longo do terceiro trimestre de 2022;
- Esses fatores foram compensados, em parte, pelas menores despesas com benefícios do Plano de Pensão e do Plano de Saúde, reflexo da revisão atuarial ocorrida no final de 2021.

10. Outras (despesas) receitas operacionais líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(9.440)	(7.340)	(9.375)	(7.252)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(7.011)	(3.887)	(6.564)	(3.388)
Plano de pensão e saúde (inativos) (*)	(5.240)	(7.840)	(5.216)	(7.820)
Programa de remuneração variável	(2.836)	(2.542)	(2.655)	(2.363)
Resultado com derivativos de *commodities*	(1.261)	(422)	(729)	(60)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(1.178)	559	(1.178)	559
Despesas operacionais com termelétricas	(774)	(474)	(809)	(487)
Participação nos lucros ou resultados	(678)	(671)	(647)	(597)
Relações institucionais e projetos culturais	(535)	(519)	(524)	(511)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(410)	(425)	(405)	(421)
Cessão de contratos de concessão	–	1.947	–	1.947
Recuperação de tributos (**)	347	2.955	346	2.692
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	499	1.272	493	1.272
Resultado de atividades não fim	882	917	2.494	930
Multas aplicadas a fornecedores	1.184	879	981	850
Subvenções e assistências governamentais	2.427	857	2.403	701
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	3.217	2.960	3.227	3.019
Resultados com operações em parcerias de E&P	3.545	2.580	3.545	2.580
Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias	5.884	10.889	4.945	10.077
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas (***)	21.660	3.317	21.651	3.317
Outros	(1.259)	(1.045)	(1.451)	(2.140)
Total	**9.023**	**3.967**	**10.532**	**2.905**

(*) Em 2022, inclui o valor de R$ 355 referente ao pagamento de contribuição previsto no Termo de Compromisso Financeiro (TCF) Pré-70 para custeio administrativo dos planos PPSP-R pré -70 e PPSP-NE pré -70.

(**) Em 2021, inclui os efeitos pela exclusão na base de cálculo do PIS e COFINS, exceto pelos efeitos da atualização monetária.

(***) Em 2022, refere-se principalmente ao resultado pelo Acordo de Atapu e Sépia, conforme nota explicativa 24.3. Em 2021, refere-se ao resultado pelo Acordo de Búzios.

Outras (despesas) receitas operacionais líquidas positivas em R$ 9.023, R$ 5.056 superiores quando comparado às do exercício de 2021 (R$ 3.967), com destaque para:

- Maior ganho com resultado pela compensação de investimentos realizados em áreas licitadas, devido, principalmente: (i) aos ganhos de capital com os resultados dos Acordos de Coparticipação (Acordos) relacionados aos Excedentes da Cessão Onerosa (ECO) de Sépia e de Atapu; (ii) ao ganho com a conclusão da cessão de 5% da participação do campo de Búzios, prevista no Acordo de 2021; e (iii) aos ganhos complementares com o *Earn out* dos blocos de Sépia e Atapu, refletindo a valorização média do Brent, conforme previsto no referido Acordo; (iv) compensados, em parte, pelo ganho com o resultado do Acordo de Coparticipação de Búzios assinado em 2021;
- Menores despesas com Plano de Saúde e Pensão de inativos, retratando, principalmente, o efeito da revisão atuarial do Plano de Saúde referente à alteração de coparticipação do benefício em 2021.

Estes efeitos foram compensados, parcialmente, por:

- Menores ganhos líquidos com alienação e baixa de ativos;
- Maior provisão para perda e contingências com processos judiciais, devido, principalmente, às provisões para perdas com litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais;
- Ganho complementar oriundo da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS em 2021;
- Maiores despesas com paradas não programadas e gastos pré-operacionais, em grande parte, relacionadas a ativos localizados na Bacia de Campos, refletindo os maiores gastos com paradas temporárias de equipamentos e o aumento dos gastos com equipamentos fora de operação;
- Ganhos com acordos relacionados a cessão de contratos de concessão em 2021, com destaque para a concessão dos seis blocos no Estado do Amapá (Foz do Amazonas); e
- Maiores perdas relacionadas a desmantelamento de áreas, devido, em grande parte, ao resultado da revisão anual da provisão para campos já devolvidos, mas com compromissos de abandono ainda existentes.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

11. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Receitas Financeiras	**9.420**	**4.458**	**9.972**	**4.249**
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	5.955	1.706	1.989	499
Receita Financeira FIDC-NP	–	–	6.450	2.074
Outros	3.465	2.752	1.533	1.676
Despesas Financeiras	**(18.040)**	**(27.636)**	**(29.762)**	**(30.936)**
Despesas com financiamentos	(12.173)	(15.461)	(25.180)	(25.059)
Despesas com arrendamentos	(6.936)	(6.584)	(6.367)	(6.144)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(596)	(5.838)	–	–
Encargos financeiros capitalizados	5.319	5.244	5.278	5.170
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(2.680)	(4.088)	(2.660)	(4.063)
Outros	(974)	(909)	(833)	(840)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	**(10.637)**	**(36.078)**	**(9.566)**	**(35.979)**
Variações cambiais (*)	5.637	(14.951)	6.444	(15.397)
Reclassificação do *hedge accounting*(*)	(25.174)	(24.777)	(24.832)	(24.162)
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar (**)	5.351	602	5.357	605
Atualização monetária de impostos a recuperar (***)	443	2.754	503	2.603
Outros	3.106	294	2.962	372
Total	**(19.257)**	**(59.256)**	**(29.356)**	**(62.666)**

(*) Para mais informações, vide nota explicativa 34.3.a e 34.3.c.

(**) Em 2022, no saldo do consolidado inclui atualização monetária credora de dividendos antecipados no valor de R$ 6.782 (R$ 675, em 2021) e devedora de dividendos a pagar no valor de R$ 1.431 (R$ 73 em 2021). Em 2022, o saldo da controladora inclui atualização monetária credora de dividendos antecipados no valor de R$ 6.782 (R$ 675, em 2021) e devedora de dividendos a pagar no valor de R$ 1.425 (R$ 70 em 2021).

(***) Em 2021, inclui atualização monetária sobre os efeitos pela exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS.

Resultado financeiro líquido negativo de R$ 19.257, R$ 39.999 inferior em comparação ao resultado negativo em 2021 (R$ 59.256), em razão de:

- Despesas financeiras líquidas, inferiores, com destaque para: (i) menores custos com ágio na recompra de títulos de dívidas no mercado de capitais, líquido do deságio, devido , em grande parte, à redução de operações de recompras; (ii) maior receita com aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários, retratando, basicamente, o maior volume médio aplicado e o aumento da taxa de juros no Brasil, principalmente taxa Selic e CDI; (iii) menores despesas com financiamentos no país e no exterior, refletindo, principalmente, a redução dos juros, devido ao menor endividamento médio, em razão dos pré-pagamentos e das recompras de dívidas ocorridos ao longo dos períodos, e às menores despesas com realização dos custos de transação com pré-pagamentos e recompras; e (iv) redução dos juros referentes à atualização financeira relacionada ao desmantelamento de áreas, em função do menor saldo de passivo a abandonar em 2021.
- Variação monetária e cambial negativa menor, ocasionada por: (i) ganhos líquidos com a variação cambial real x dólar, refletindo, em grande parte, a valorização de 6,5% do real frente ao dólar em 2022 sobre a exposição passiva média em dólar, quando comparada à desvalorização de 7,4% em 2021 sobre a exposição passiva média em dólar; (ii) maior receita com atualização monetária pela taxa Selic sobre os dividendos antecipados, em função, principalmente, dos maiores valores de dividendos antecipados no exercício de 2022, quando comparado com o ano anterior; (iii) aumento das atualizações monetárias sobre depósitos judiciais, retratando, em grande parte, o maior saldo médio dos depósitos judiciais e o aumento da taxa de juros. Efeitos compensados, parcialmente, pelo ganho com atualização monetária oriundo da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS em 2021; e pela maior despesa com atualização monetária sobre dividendos a pagar complementares do exercício de 2021.

12. Informações por Segmento

A Petrobras implementou ao longo de 2022 alterações no seu sistema de gestão baseado em valor, conforme métrica aprovada pela Diretoria Executiva. Essas alterações não modificaram a composição dos segmentos divulgáveis da Petrobras (E&P, RTC e G&E), no entanto, alteraram a mensuração de alguns componentes dos segmentos e do Corporativo e outros negócios, conforme a seguir:

- Contas a receber e impostos a recuperar, antes alocados aos segmentos de negócio, passam a ser apresentados em Corporativo e outros negócios. As perdas de crédito esperadas – PCE também seguem a mesma apresentação em Corporativo e outros negócios;
- Resultados com derivativos de commodities, antes apresentados em Corporativo e outros negócios, passam a ser apresentados nos segmentos de negócios;
- Despesas gerais e administrativas da atividade de logística e comercialização de combustível, antes apresentados em Corporativo e outros negócios, passam a ser apresentadas no segmento RTC.

Essas informações refletem o atual modelo de gestão da companhia e são utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Nesse contexto, as informações por segmento do exercício de 2021 foram reapresentadas para fins de comparabilidade, conforme apresentado a seguir:

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO - 2021 – REAPRESENTADO

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Lucro líquido (prejuízo) do exercício divulgado - 2021	125.798	31.083	(717)	(39.395)	(9.505)	107.264
Alteração na mensuração	(160)	(648)	(62)	870	–	–
Lucro líquido (prejuízo) do exercício reapresentado - 2021	**125.638**	**30.435**	**(779)**	**(38.525)**	**(9.505)**	**107.264**

ATIVO TOTAL POR SEGMENTO DE NEGÓCIO - 2021 – REAPRESENTADO

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Ativo total divulgado - 31.12.2021	631.412	191.898	59.087	122.215	(31.661)	972.951
Alteração na mensuração	(20.488)	(21.099)	(15.672)	50.326	6.933	–
Ativo total reapresentado - 31.12.2021	**610.924**	**170.799**	**43.415**	**172.541**	**(24.728)**	**972.951**

12.1. Informações por Segmento - Resultado

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DO RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO – 2022

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	401.204	584.697	77.867	2.636	(425.148)	641.256
Intersegmentos	394.457	10.050	20.600	41	(425.148)	–
Terceiros	6.747	574.647	57.267	2.595	–	641.256
Custo dos produtos vendidos	(157.146)	(510.933)	(54.570)	(2.689)	418.182	(307.156)
Lucro bruto	244.058	73.764	23.297	(53)	(6.966)	334.100
Despesas	3.994	(16.030)	(15.233)	(13.787)	(80)	(41.136)
Vendas	(111)	(9.503)	(15.369)	(385)	(80)	(25.448)
Gerais e administrativas	(248)	(1.425)	(317)	(4.887)	–	(6.877)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(4.616)	–	–	–	–	(4.616)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(3.483)	(26)	(30)	(548)	–	(4.087)
Tributárias	(410)	(160)	(223)	(1.479)	–	(2.272)
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	(6.361)	(495)	4	(7)	–	(6.859)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	19.223	(4.421)	702	(6.481)	–	9.023
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	248.052	57.734	8.064	(13.840)	(7.046)	292.964
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(19.257)	–	(19.257)
Resultado de participações em investimentos	863	38	417	(27)	–	1.291
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	248.915	57.772	8.481	(33.124)	(7.046)	274.998
Imposto de renda e contribuição social	(84.338)	(19.630)	(2.742)	18.321	2.396	(85.993)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	**164.577**	**38.142**	**5.739**	**(14.803)**	**(4.650)**	**189.005**
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	164.600	38.142	5.277	(15.041)	(4.650)	188.328
Acionistas não controladores	(23)	–	462	238	–	677
	164.577	**38.142**	**5.739**	**(14.803)**	**(4.650)**	**189.005**

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DO RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO - 2021 - REAPRESENTADO

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	299.929	401.756	64.987	2.732	(316.736)	452.668
Intersegmentos	293.984	7.609	13.847	1.296	(316.736)	–
Terceiros	5.945	394.147	51.140	1.436	–	452.668
Custo dos produtos vendidos	(127.750)	(353.605)	(51.392)	(2.730)	302.446	(233.031)
Lucro bruto	172.179	48.151	13.595	2	(14.290)	219.637
Despesas	17.216	(9.603)	(15.575)	(9.159)	(112)	(17.233)
Vendas	(3)	(8.296)	(14.388)	(7)	(112)	(22.806)
Gerais e administrativas	(830)	(1.322)	(387)	(3.801)	–	(6.340)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(3.731)	–	–	–	–	(3.731)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.251)	(38)	(142)	(602)	–	(3.033)
Tributárias	(1.029)	(663)	(183)	(305)	–	(2.180)
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	16.375	1.635	(1.133)	13	–	16.890
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	8.685	(919)	658	(4.457)	–	3.967
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	189.395	38.548	(1.980)	(9.157)	(14.402)	202.404
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(59.256)	–	(59.256)
Resultado de participações em investimentos	638	4.993	528	2.268	–	8.427
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	190.033	43.541	(1.452)	(66.145)	(14.402)	151.575
Imposto de renda e contribuição social	(64.395)	(13.106)	673	27.620	4.897	(44.311)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	**125.638**	**30.435**	**(779)**	**(38.525)**	**(9.505)**	**107.264**
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	125.662	30.435	(1.301)	(38.623)	(9.505)	106.668
Acionistas não controladores	(24)	–	522	98	–	596
	125.638	**30.435**	**(779)**	**(38.525)**	**(9.505)**	**107.264**

O montante de depreciação, depleção e amortização por segmento de negócio é o seguinte:

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Total
2022	53.725	11.603	2.310	564	68.202
2021	48.562	11.678	2.324	484	63.048

12.2. Informações por Segmento - Ativo

ATIVO CONSOLIDADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO - 31.12.2022

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	27.259	62.794	2.041	98.422	(27.464)	163.052
Não circulante	579.735	116.858	37.533	79.531	–	813.657
Realizável a longo prazo	33.140	9.450	492	67.640	–	110.722
Investimentos	1.976	5.098	905	193	–	8.172
Imobilizado	531.550	101.728	35.747	10.157	–	679.182
Em operação	480.481	87.925	25.085	8.267	–	601.758
Em construção	51.069	13.803	10.662	1.890	–	77.424
Intangível	13.069	582	389	1.541	–	15.581
Ativo	**606.994**	**179.652**	**39.574**	**177.953**	**(27.464)**	**976.709**

ATIVO CONSOLIDADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO - 31.12.2021 - REAPRESENTADO

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	21.036	53.753	7.012	111.174	(24.728)	168.247
Não circulante	589.888	117.046	36.403	61.367	–	804.704
Realizável a longo prazo	20.284	8.312	529	50.867	–	79.992
Investimentos	2.194	5.412	662	159	–	8.427
Imobilizado	552.654	102.788	34.829	9.135	–	699.406
Em operação	486.676	89.770	20.868	7.662	–	604.976
Em construção	65.978	13.018	13.961	1.473	–	94.430
Intangível	14.756	534	383	1.206	–	16.879
Ativo	**610.924**	**170.799**	**43.415**	**172.541**	**(24.728)**	**972.951**

Prática Contábil

As informações por segmento de negócio da companhia são elaboradas com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros, incluindo empreendimentos controlados em conjunto e coligadas, e as transferências entre os segmentos de negócio. As transações entre segmentos de negócio são valoradas por preços internos de transferência apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo essas transações eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da companhia.

Os segmentos de negócio da companhia divulgados separadamente são:

a) Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil e no exterior, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e atuando também de forma associada com outras empresas em parcerias, além das participações societárias em empresas deste segmento no exterior.

Como uma companhia de energia, com foco em óleo e gás, a receita de vendas intersegmentos refere-se, principalmente, às transferências de petróleo para o segmento Refino, Transporte e Comercialização (RTC), que visam suprir as refinarias da companhia em atendimento à demanda nacional por derivados. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência com base nas cotações internacionais do petróleo e seus respectivos impactos cambiais, levando-se em consideração as características específicas da corrente de petróleo transferido.

Adicionalmente, o segmento E&P obtém receita de vendas pelas transferências de gás natural para o segmento Gás e Energia realizar o processamento em suas unidades industriais. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência, baseados nos preços internacionais praticados dessa commodity.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, a prestação de serviços relacionados com atividades de exploração e produção, as vendas realizadas pelas UPGNs do E&P, além das operações de petróleo e de gás natural realizadas por controladas no exterior.

b) Refino, Transporte e Comercialização (RTC): contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, assim como a compra e venda de produtos derivados do petróleo e etanol, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, e a exploração e o processamento de xisto.

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P, importa petróleo para a mistura com o petróleo doméstico da companhia, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados internacionais, aproveitando os diferenciais de preços existentes entre o custo de processamento do petróleo no Brasil e o custo de importação de produtos derivados de petróleo.

A receita de vendas intersegmentos reflete, principalmente, operações de comercialização de derivados para os negócios de distribuição a preço de mercado, e as operações para os segmentos de G&E e E&P a preço interno de transferência.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de comercialização de derivados e de petróleo no país e de exportação e comercialização de petróleo e derivados por controladas no exterior.

c) Gás e Energia: contempla as atividades de logística, comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia através de usinas termelétricas, bem como participação em sociedades transportadoras e distribuidoras de gás natural no Brasil e no exterior. Nesse segmento, também são incluídos os resultados de operações de processamento de gás natural e produção de fertilizantes da companhia.

A receita de vendas intersegmentos é oriunda, principalmente, de transferência de gás natural processado, GLP e LGN para o segmento RTC, mensurada a preço interno de transferência.

Este segmento realiza a aquisição de gás natural nacional do segmento de E&P, de parceiros e de terceiros, bem como importa gás natural da Bolívia e GNL para complementar a demanda nacional.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de venda de gás natural processado para as distribuidoras de gás e a geração e comercialização de energia elétrica.

d) Corporativo e outros negócios: são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas, além dos negócios de distribuição e biocombustíveis. Itens corporativos incluem principalmente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, *overhead* relativo à administração central e outras despesas, incluindo despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos assistidos. Os outros negócios incluem a distribuição de derivados no exterior (América do Sul) e a produção de biodiesel e de seus coprodutos. Em 2021, o resultado de outros negócios inclui a participação societária na coligada Vibra Energia, antiga Petrobras Distribuidora, até a data da venda da participação remanescente na coligada, ocorrida em julho de 2021.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

13. Contas a receber

13.1. Contas a receber líquidas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Recebíveis de contratos com clientes				
Terceiros	27.184	27.005	18.628	16.398
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 35.7)	486	2.152	28.198	15.427
Recebíveis do setor elétrico	–	–	1	–
Subtotal	**27.670**	**29.157**	**46.827**	**31.825**
Outras contas a receber				
Terceiros				
Recebíveis por desinvestimento (*)	10.026	14.951	10.026	14.951
Arrendamentos	2.054	2.428	153	138
Outras	3.993	4.866	2.804	3.401
Partes relacionadas				
Aplicações em direitos creditórios - FIDC-NP (nota explicativa 35.5)	–	–	40.007	59.651
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal	3.143	2.822	3.143	2.822
Subtotal	**19.216**	**25.067**	**56.133**	**80.963**
Total do contas a receber	**46.886**	**54.224**	**102.960**	**112.788**
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(8.000)	(7.971)	(4.637)	(4.116)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(15)	(112)	(15)	(112)
Total do contas a receber, líquidas	**38.871**	**46.141**	**98.308**	**108.560**
Circulante	26.142	35.538	87.396	100.110
Não circulante	12.729	10.603	10.912	8.450

(*) Em 31.12.2022, refere-se, principalmente, a recebíveis pelo desinvestimento de Atapu, Sépia, Carmópolis, Roncador, Maromba, Miranga, Baúna, Pampo e Enchova, Breitener, Rio Ventura e Cricaré.

As contas a receber estão classificadas na categoria de custo amortizado, exceto por determinados recebíveis com formação de preço final após a transferência de controle dos produtos que dependem da variação do valor da commodity, classificados na categoria valor justo por meio do resultado, cujo valor em 31 de dezembro de 2022 totalizou R$ 2.451 (R$ 6.445 em 31 de dezembro de 2021).

O saldo de recebíveis por desinvestimentos teve redução principalmente pelo recebimento de R$ 5.066 (US$ 950 milhões), pela venda de participação no bloco exploratório BM-S-8, e pelo recebimento de R$ 5.549 (US$ 1 bilhão) referente à última parcela da venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), compensado parcialmente pelo reconhecimento de R$ 3.618 (US$ 694 milhões) referente ao *Earn Out* dos polos Atapu e Sépia e R$ 1.435 (US$ 275 milhões) referente à venda do polo Carmópolis.

A expectativa da companhia é que os precatórios oriundos da conta petróleo e álcool sejam recebidos entre 2023 a 2027, conforme reforma constitucional de dezembro de 2021, que estabeleceu limites para desembolso do Governo Federal em cada exercício.

Em 2022, o prazo médio do contas de receber de contratos de clientes terceiros no mercado interno é aproximadamente 2 dias (2 dias em 2021) para venda de derivados e 20 a 27 dias para venda de petróleo. As exportações de óleo combustível possuem prazo médio de recebimento entre 12 e 26 dias, enquanto as exportações de petróleo entre 7 e 16 dias (14 dias e 10 dias, para óleo combustível e petróleo em 2021, respectivamente).

13.2. *Aging* do Contas a receber - Terceiros

	Consolidado				Controladora			
	31.12.2022		31.12.2021		31.12.2022		31.12.2021	
	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE
A vencer	33.778	(203)	39.392	(428)	25.979	(184)	29.109	(158)
Vencidos:								
Até 3 meses	986	(252)	1.214	(144)	916	(250)	1.186	(143)
De 3 a 6 meses	159	(143)	221	(36)	157	(141)	210	(36)
De 6 a 12 meses	330	(265)	286	(164)	322	(260)	267	(160)
Acima de 12 meses	8.004	(7.137)	8.137	(7.199)	4.237	(3.802)	4.118	(3.619)
Total	**43.257**	**(8.000)**	**49.250**	**(7.971)**	**31.611**	**(4.637)**	**34.890**	**(4.116)**

13.3. Movimentação das perdas de crédito esperadas – PCE

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Saldo inicial	8.083	8.293	4.227	4.230
Adições	705	374	701	362
Reversões	(423)	(611)	(193)	(305)
Baixas	(104)	(213)	(83)	(60)
Transferência de ativos mantidos para venda	–	(42)	–	–
Ajuste acumulado de conversão	(246)	282	–	–
Saldo final	**8.015**	**8.083**	**4.652**	**4.227**
Circulante	1.278	880	1.161	723
Não circulante	6.737	7.203	3.491	3.504

Prática contábil

As contas a receber são geralmente classificadas como ao custo amortizado, exceto por determinados recebíveis classificados como valor justo por meio do resultado, cujos fluxos de caixa não se caracterizam como recebimento de principal e juros, incluindo recebíveis onde a formação dos preços finais após a transferência de controle dos produtos depende da variação do valor da commodity.

Quando a companhia é arrendadora de um bem de contrato classificado como arrendamento financeiro, constitui-se um recebível por valor igual ao investimento líquido no arrendamento, composto pelos pagamentos do arrendamento a receber e qualquer valor residual não garantido de responsabilidade da companhia, descontados pela taxa de juros implícita da operação.

A companhia reconhece provisão para perdas de crédito esperadas (PCE) para contas a receber de clientes de curto prazo por meio da utilização de matriz de provisões.

A matriz tem como base a experiência de perda de crédito histórica não ajustada, quando tal informação representa a melhor informação razoável e sustentável, ou, ajustada, com base em dados observáveis atuais, para refletir os efeitos das condições atuais e futuras desde que tais dados estejam disponíveis sem custo ou esforços excessivos.

PCE é a média ponderada de perdas de crédito históricas com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações. A perda de crédito sobre um ativo financeiro é mensurada pela diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à companhia e todos os fluxos de caixa que a companhia espera receber, descontados à taxa efetiva original.

Em geral, para os demais recebíveis, a companhia reconhece provisão por valor equivalente à PCE para 12 meses, entretanto, quando o risco de crédito do instrumento financeiro aumentar significativamente desde o seu reconhecimento inicial, a provisão é reconhecida por valor equivalente à PCE (vida toda).

Ao avaliar o aumento significativo do risco de crédito, a companhia compara o risco de inadimplência (default) que ocorre no instrumento financeiro na data do balanço com o risco de inadimplência que ocorre no instrumento financeiro na data de seu reconhecimento inicial.

Independentemente da avaliação do aumento significativo no risco de crédito, a companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando os pagamentos contratuais estiverem vencidos há mais de 30 dias, exceto quando informações razoáveis e sustentáveis disponíveis demonstrarem o contrário.

A companhia assume que o risco de crédito de contas a receber não aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando as contas a receber possuírem baixo risco de crédito na data do balanço. Baixo risco de crédito é determinado com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

Inexistindo controvérsia ou outras questões que podem resultar em suspensão da cobrança, a companhia considera inadimplência quando a contraparte não cumpre com a obrigação legal de pagamento de seus débitos quando devidos ou, a depender do instrumento, quando ocorre atraso de recebimento devido contratualmente em prazo igual ou superior a noventa dias.

14. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Petróleo	19.505	17.012	15.223	14.066
Derivados de petróleo	17.102	13.922	14.971	10.681
Intermediários	3.063	2.967	3.063	2.967
Gás Natural e GNL (*)	706	1.946	706	1.946
Biocombustíveis	75	106	7	7
Fertilizantes	19	43	8	9
Total de produtos	40.470	35.996	33.978	29.676
Materiais, suprimentos e outros	5.334	4.490	5.038	4.230
Total	**45.804**	**40.486**	**39.016**	**33.906**

(*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques de petróleo e GNL podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados.

Intermediários são formados por correntes de produtos que já passaram por pelo menos uma unidade de processamento, mas que ainda necessitam ser processados, tratados ou convertidos para serem disponibilizados para venda.

Biocombustíveis compreendem, principalmente, os saldos de estoques de etanol e biodiesel.

Materiais, suprimentos e outros representam, principalmente, insumos de produção e materiais de operação que serão utilizados nas atividades da companhia e estão demonstrados ao custo médio de compra, quando este não excede ao custo de reposição.

O aumento do saldo de estoques em 2022, de R$ 5.318, refere-se, principalmente, aos maiores estoques de petróleo, em função dos maiores custos com o petróleo importado e com as participações governamentais do petróleo produzido, acompanhando a valorização do Brent, e dos maiores volumes importados, bem como ao aumento dos estoques de derivados de petróleo, refletindo os maiores custos com os derivados importados e com a matéria-prima (petróleo), acompanhando a variação do Brent, e a maior participação do derivado importado, em relação ao derivado produzido, no mix de formação dos estoques totais.

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de perdas para ajuste ao seu valor realizável líquido, sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e derivados, e quando constituídos são reconhecidos no resultado do exercício como custos dos produtos e serviços vendidos. Em 31 de dezembro de 2022, houve constituição de provisão para perdas de R$ 57 (constituição de R$ 6 em 31 de dezembro de 2021).

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia possui um volume de estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro (TCF) relativos aos planos de Pensão PPSP-R, PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré- 70, assinados em 2008 com a Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros, no valor estimado de R$ 5.644, já deduzido dos volumes equivalentes da liquidação parcial antecipada, realizada em fevereiro de 2022, atendendo à condição contratual de cobertura da dívida com os TCFs.

Prática contábil

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de compra ou de produção e são ajustados ao seu valor de realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda, levando em consideração a finalidade para o qual o estoque é mantido. Os estoques com contratos de vendas identificáveis têm o valor realizável líquido com base no preço contratado, como, por exemplo, nas operações *offshore* (sem tancagem física, com carregamento no navio e descarga direta no cliente) ou leilão. Os demais itens em estoque têm o valor realizável líquido com base em preços gerais de venda, considerando as evidências mais confiáveis disponíveis no momento em que é feita a estimativa.

Na apuração do valor de realização líquido, a verificação dos itens em estoque de produtos é feita agrupando unidades semelhantes por famílias com a mesma característica ou finalidade. As variações dos preços de venda após a data base das demonstrações financeiras são consideradas no cálculo do valor realizável líquido, à medida que confirmem as condições existentes na referida data base.

15. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Terceiros no país	18.248	19.840	17.073	18.120
Terceiros no exterior	10.096	10.387	4.186	5.907
Partes relacionadas	163	370	13.455	8.707
Saldo total no Passivo Circulante	**28.507**	**30.597**	**34.714**	**32.734**

Em 31 de dezembro de 2022, o prazo médio de pagamento no Brasil é de 31 dias, enquanto para fornecedores no exterior o prazo médio é de 27 dias para produtos importados e de 26 dias para demais bens e serviços, aproximadamente.

A redução do saldo de fornecedores em 2022, de R$ 2.090, refere-se, principalmente, aos pagamentos líquidos de aquisições a prazo de biodiesel.

Risco Sacado

A companhia possui um programa para fomentar o desenvolvimento da cadeia produtiva de óleo e gás denominado "Mais Valor", operacionalizado por uma empresa parceira em uma plataforma 100% digital.

As faturas performadas dos fornecedores cadastrados na plataforma ficam disponíveis para serem antecipadas em um processo de leilão reverso, cuja vencedora é a instituição financeira que fizer o lance com a menor taxa de desconto. A instituição financeira passa a ser a credora das faturas antecipadas pelo fornecedor, sendo que a Petrobras paga as faturas na mesma data e condições originalmente acordadas com o fornecedor.

As faturas são antecipadas no programa "Mais Valor" exclusivamente a critério dos fornecedores e não sofrem alteração de prazo, preços e condições comerciais contratados pela Petrobras com tais fornecedores, bem como não acrescenta encargos financeiros para a companhia, tendo, portanto, a classificação mantida em fornecedores e, a apresentação na demonstração dos fluxos de caixa em atividade operacional.

Em 31 de dezembro de 2022, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de R$ 677 (R$ 993 em 31 de dezembro de 2021) e possui prazo médio de pagamento de 24 dias.

16. Tributos

16.1. Imposto de Renda e Contribuição Social

Tributos Correntes

Imposto de renda e contribuição social correntes	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
No país						
Tributos sobre o lucro	833	745	13.074	3.803	–	–
Programas de regularização de débitos federais	–	–	259	241	1.578	1.676
	833	**745**	**13.333**	**4.044**	**1.578**	**1.676**
No exterior	26	166	1.712	45	–	–
Total	**859**	**911**	**15.045**	**4.089**	**1.578**	**1.676**

Os tributos sobre o lucro são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de IRPJ de 10% sobre o lucro tributável (lucro real) para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável (lucro real) para contribuição social sobre o lucro líquido, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável (lucro real) do exercício. A partir do ano-calendário de 2015, em virtude da publicação da Lei nº 12.973/2014, os lucros auferidos no exterior por controlada, direta ou indireta, ou coligada, ajustados pelos dividendos e pelo resultado de equivalência patrimonial, multiplicados pela alíquota dos tributos sobre o resultado no Brasil, compõem as despesas com imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido.

Os tributos sobre o lucro no ativo circulante são créditos fiscais resultantes do processo de apuração de IRPJ e CSLL, além dos respectivos saldos negativos apurados, principalmente aos anos-calendário de 2017 a 2019 e 2021. O passivo circulante é a parcela a pagar da apuração do IRPJ e CSLL corrente.

O aumento desses tributos, está relacionado, principalmente, ao melhor resultado operacional da companhia, do aumento da tributação sobre o lucro no exterior e *do Corporate Income Tax - CIT* (equivalente ao IRPJ e CSLL no Brasil) na Holanda, compensados parcialmente pelas maiores antecipações e incentivos fiscais.

O saldo dos programas de regularização de débitos federais é composto, basicamente, pelo auto de infração de IRPJ e CSLL inserido no Programa Especial de Regularização Tributária (PERT) em 2017, sobre a dedutibilidade integral das obrigações assumidas pela companhia em 2008 nos Termos de Compromissos Financeiros (TCF), celebrados com a Petros e entidades representantes dos empregados. O prazo de pagamento é de 145 parcelas mensais e sucessivas, atualizadas pela Selic, a partir de janeiro de 2018.

Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados estão apresentados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Lucro do exercício antes dos impostos	274.998	151.575	270.856	147.802
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(93.499)	(51.536)	(92.091)	(50.253)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio	6.417	4.684	6.408	4.673
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	4.285	1.632	–	–
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (*)	(3.866)	(3.003)	(3.866)	(3.003)
Incentivos fiscais	982	272	981	267
Prejuízos fiscais	1.136	300	–	–
Benefício pós emprego	(2.029)	(4.377)	(1.994)	(4.269)
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	451	1.672	8.058	6.768
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indébitos tributários	172	4.767	172	4.767
Outros	(42)	1.278	(196)	(84)
Imposto de renda e contribuição social	**(85.993)**	**(44.311)**	**(82.528)**	**(41.134)**
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(4.518)	(21.644)	(5.028)	(20.895)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(81.475)	(22.667)	(77.500)	(20.239)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	31,3%	29,2%	30,5%	27,8%

(*) Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos nos exercícios por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

O quadro a seguir demonstra a movimentação nos exercícios:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Saldo inicial	**(3.486)**	**32.509**	**(14.807)**	**20.518**
Reconhecido no resultado	(4.518)	(21.644)	(5.028)	(20.895)
Reconhecido no patrimônio líquido	(17.092)	(8.235)	(16.966)	(7.938)
Ajuste acumulado de conversão	(38)	20	–	–
Utilização de créditos tributários	(5.745)	(6.350)	(5.745)	(6.353)
Outros	1	214	36	(139)
Saldo final	**(30.878)**	**(3.486)**	**(42.510)**	**(14.807)**

O saldo de impostos diferidos passivos, líquidos, apresenta um aumento em 2022, principalmente pela apreciação do real junto ao dólar sobre arrendamentos, empréstimos e financiamentos, além da utilização de benefício da depreciação fiscal acelerada e por compensações de prejuízos fiscais.

O quadro a seguir demonstra a composição e o fundamento para realização dos ativos e passivos fiscais diferidos:

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

		Consolidado	
Natureza	Fundamento para realização	31.12.2022	31.12.2021
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Depreciação, amortização e baixa de ativos	824	(7.601)
Imobilizado - *Impairment*	Amortização, baixa de ativos e reversão *Impairment*	18.795	24.455
Imobilizado - Depreciação acelerada, linear x unidade produzida e encargos capitalizados	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(80.553)	(72.123)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	4.228	19.475
Arrendamentos	Apropriação da contraprestação	2.266	6.942
Provisão para processos judiciais	Pagamento e reversão da provisão	4.618	3.378
Prejuízos fiscais	Compensação do lucro tributável	4.771	10.193
Estoques	Venda, baixa e perda	1.740	1.271
Benefícios concedidos a empregados, principalmente plano de pensão	Pagamento e reversão da provisão	7.918	6.976
Outros		4.515	3.548
Total		**(30.878)**	**(3.486)**
Impostos diferidos ativos		4.342	3.371
Impostos diferidos passivos		(35.220)	(6.857)

Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indébitos tributários

Em 24 de setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal (STF), em julgamento de recurso extraordinário com repercussão geral, ainda não transitado em julgado, decidiu que é inconstitucional a incidência do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição sobre o Lucro Líquido (CSLL) sobre a atualização da Selic (juros de mora e correção monetária), incidentes sobre os indébitos tributários.

A companhia possui mandado de segurança, no qual discute o direito à repetição dos montantes de IRPJ e CSLL que incidiram sobre os valores correspondentes à Selic aplicada em seus indébitos tributários e depósitos judiciais, desde março de 2015, bem como pleiteia o afastamento definitivo dessa incidência tributária.

Em 20 de outubro de 2021, foi proferida decisão judicial, no mandado de segurança, reconhecendo o direito da companhia a não tributação da Selic no indébito tributário.

Com base na decisão do STF, bem como dos fundamentos jurídicos apresentados na decisão da Suprema Corte, a companhia reavaliou a expectativa de ganho do direito em relação à atualização SELIC dos indébitos tributários, considerando que é provável que o tratamento fiscal seja aceito.

Desta forma, a companhia reconheceu em 2021 o montante de R$ 4.767, como receita de IRPJ e CSLL corrente e diferido, conforme ICPC 22 – Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro (equivalente à norma internacional IFRIC 23).

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do Plano Estratégico (PE) 2023-2027, que tem como pilares a preservação da solidez financeira, a dupla resiliência dos projetos, tanto financeira quanto ambiental, e o foco na geração de valor.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções do PE 23-27.

Em 31 de dezembro de 2022, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Imposto de Renda e CSLL diferidos, líquidos			
	Consolidado		Controladora	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
2023	286	(485)	–	(726)
2024	117	1.588	–	1.878
2025	105	5.693	–	6.890
2026	104	5.388	–	6.519
2027	104	(892)	–	(1.148)
2028 em diante	3.626	23.928	–	29.098
Parcela registrada contabilmente	**4.342**	**35.220**	**–**	**42.511**

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia possui prejuízos fiscais não utilizados e não reconhecidos como ativo fiscal diferido, conforme a seguir:

	Consolidado	
	Ativos	
	31.12.2022	31.12.2021
País	2	8
Exterior	5.148	7.538
Parcela não registrada contabilmente	**5.150**	**7.546**

Os créditos tributários no exterior não registrados são decorrentes de prejuízos fiscais acumulados por uma subsidiária da companhia, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos. Em 2022, a companhia registrou parte desses créditos tributários, no valor de R$ 1.297, em função das projeções de lucro tributário futuro, suportado pela entrada, dessa subsidiária, na cadeia de exportação da Petrobras.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

	Consolidado				
	2030-2032	2033-2035	2036-2038	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	2.182	1.768	869	329	5.148

Posições fiscais incertas

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia possui tratamentos fiscais incertos em IRPJ e CSLL de R$ 31.533 (R$ 27.808 em 2021), relacionados a processos judiciais e administrativos conforme detalhado na nota explicativa 18.3. Adicionalmente, a companhia possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos em IRPJ e CSLL de R$ 156.635 (R$ 59.777 em 2021), dada a possibilidade de interpretação divergente por parte da autoridade fiscal. Esses tratamentos fiscais incertos são suportados por avaliações técnicas e por metodologia de avaliação de riscos tributários, portanto, a companhia entende que tais posicionamentos serão aceitos pelas autoridades fiscais.

Em 8 de fevereiro de 2023, o Supremo Tribunal Federal, por unanimidade, considerou que uma decisão definitiva (coisa julgada) sobre tributos recolhidos de forma continuada, perde seus efeitos caso a Corte se pronuncie em sentido contrário em momento posterior. O julgamento tomou como base cobranças da Contribuição Social sobre *o* Lucro Líquido (CSLL), tributo julgado constitucional pelo STF em 2007. A referida decisão não implica em qualquer impacto para a Petrobras.

Prática contábil

A companhia apura seus tributos sobre o lucro de acordo com a legislação vigente ao final do período que está sendo reportado. Estes tributos são calculados com base no lucro tributável, conforme legislação pertinente, e mensurados pelas alíquotas vigentes no final do exercício que está sendo reportado. As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício são reconhecidas no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido, compreendendo os impostos correntes e diferidos.

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, quando existe direito legalmente executável para compensar os valores reconhecidos e quando há intenção de quitar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro são avaliadas periodicamente, levando em consideração a probabilidade de aceitação pela autoridade fiscal.

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

São geralmente reconhecidos sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, e mensurados pelas alíquotas esperadas de serem aplicáveis no exercício quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo.

O ativo fiscal diferido é reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis, inclusive para prejuízos e créditos fiscais não utilizados, na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo na transação que não é uma combinação de negócios e no momento da transação não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

A existência de lucro tributável futuro baseia-se em estudo técnico aprovado pela Administração da companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária, na mesma entidade tributável ou nas entidades tributáveis diferentes que pretendem liquidar os passivos e os ativos fiscais correntes em bases líquidas, ou realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente, em cada período futuro no qual se espera que valores significativos dos ativos ou passivos fiscais diferidos sejam liquidados ou recuperados.

16.2. Demais Impostos e Contribuições

	Consolidado							
Demais impostos e contribuições	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante(*)	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	3.734	3.712	2.470	2.114	3.646	5.554	–	–
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido (**)	1.970	2.330	12.323	11.329	148	2.786	466	251
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	–	–	3.429	3.313	–	–	–	–
CIDE	3	31	–	–	28	235	–	–
Participação especial/Royalties	–		–	–	10.416	11.984	594	117
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	–	–	–	–	779	481	–	–
Programas de regularização de débitos federais	–	–	–	–	45	374	36	36
Outros	215	272	1.424	1.393	747	781	435	392
Total no país	5.922	6.345	19.646	18.149	15.809	22.195	1.531	796
Impostos no exterior	38	255	69	48	97	130	–	–
Total	**5.960**	**6.600**	**19.715**	**18.197**	**15.906**	**22.325**	**1.531**	**796**

(*) Os valores de impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outros passivos".
(**) Em 2022, inclui R$ 28 (R$ 576 em 31 de dezembro de 2021), no ativo circulante, referente à exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS.

Os créditos de ICMS diferidos são decorrentes de pedidos de créditos extemporâneos e indébitos, compensados de acordo com a legislação de cada estado. Também são decorrentes de créditos originados pela aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, que são compensados na razão de 1/48 avos, sendo totalmente amortizados em 4 anos.

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes, principalmente, às aquisições de bens e serviços para ativos em construção (obras em andamento), uma vez que a legislação fiscal só permite o seu aproveitamento após a entrada desses ativos em produção, bem como a Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER) de créditos extemporâneos junto à Receita Federal do Brasil.

As participações governamentais são compensações financeiras devidas à União pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. As participações governamentais são compostas pelos royalties, participações especiais, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área.

PIS e COFINS Lei 9.718/98

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação dos valores recolhidos a título de PIS/COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98, nos períodos compreendidos entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes com trânsito em julgado. Atualmente, duas ações continuam na etapa de precatório, com valores conforme pleiteados pela companhia. Com relação aos dois processos remanescentes, ambos contam com laudos favoráveis, sendo que, em um deles, a União indicou concordância com parte relevante do valor, tendo sido proferida sentença ainda sujeita a recurso. O segundo, de maior valor, aguarda pronunciamento judicial.

Em 31 de dezembro de 2022, o montante atualizado monetariamente é de R$ 3.429 (R$ 3.313 em 31 de dezembro de 2021).

17. Benefícios a empregados

São todas as formas de compensação proporcionadas pela companhia em troca de serviços prestados pelos seus empregados ou pela rescisão do contrato de trabalho. Inclui também despesas com diretores e outros administradores. Tais benefícios incluem salários, benefícios pós-emprego, rescisórios e outros benefícios.

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Passivo				
Benefícios de curto prazo	7.576	7.197	6.902	6.508
Benefícios rescisórios	1.005	1.950	1.005	1.950
Benefícios pós-emprego	58.675	55.130	57.750	54.351
Total	**67.256**	**64.277**	**65.657**	**62.809**
Circulante	11.555	11.967	10.896	11.233
Não Circulante	55.701	52.310	54.761	51.576
Total	**67.256**	**64.277**	**65.657**	**62.809**

17.1. Benefícios de Curto Prazo

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Programa de remuneração variável empregados	2.552	2.574	2.381	2.418
Provisão de férias	2.634	2.453	2.354	2.183
Salários, encargos e outras provisões	1.704	1.505	1.518	1.310
Participação nos lucros ou resultados	686	665	649	597
Total	**7.576**	**7.197**	**6.902**	**6.508**
Circulante	7.413	7.178	6.754	6.498
Não circulante (*)	163	19	148	10
Total	**7.576**	**7.197**	**6.902**	**6.508**

(*) Refere-se ao saldo do diferimento por 4 anos de 40% da parcela do PPP dos administradores e dos gestores executivos.

A companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Custeio/Despesas na demonstração de resultado				
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	(15.493)	(14.363)	(13.698)	(12.539)
Programa de remuneração variável (*)	(2.836)	(2.542)	(2.655)	(2.363)
Participações nos lucros ou resultados (*)	(678)	(671)	(647)	(597)
Honorários e encargos de Administradores	(71)	(80)	(36)	(37)
Total	**(19.078)**	**(17.656)**	**(17.036)**	**(15.536)**

(*) Inclui valores de reversão da provisão referente aos programas de exercícios anteriores.

17.1.1. Remuneração variável

Programa de Prêmio por Performance – PPP

Em 17 de setembro de 2021, o Conselho de Administração (CA) aprovou ajuste nos critérios para concessão do programa de remuneração variável 2021 para os empregados. O modelo de PPP 2021 apresenta para o acionamento do programa, além do lucro líquido no exercício, a declaração e o pagamento de remuneração aos acionistas para o exercício em referência aprovados pelo CA.

Em 15 de dezembro de 2021, o Conselho da Administração aprovou o PPP 2022 para os empregados. Foram mantidos os critérios do modelo do PPP 2021 para acionamento do programa.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a companhia:

i. pagou R$ 2.442 (R$ 2.286 na controladora) referente ao PPP 2021, considerando o cumprimento de métricas de desempenho da companhia e o desempenho individual dos empregados;

ii. pagou R$ 448 (R$ 404 na controladora) referente ao adiantamento do PPP 2022; e

iii. provisionou R$ 2.863 (R$ 2.655 na controladora) referente ao PPP 2022, registrado em outras despesas operacionais.

Participação nos Lucros ou Resultados - PLR

Em 29 de dezembro de 2020, as 17 entidades sindicais que representam empregados de bases terrestres assinaram o acordo para PLR 2021/2022, dentro do prazo determinado pelo Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). Entre as bases marítimas, três entidades sindicais assinaram o acordo dentro do prazo definido pelo ACT.

O regramento PLR 2021/2022, aprovado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest), do Governo Federal, abrange os empregados que não ocupam funções gratificadas e prevê limites individuais de acordo com a remuneração dos participantes. Para que haja o acionamento da PLR nos anos de 2021 e de 2022, além do acordo de PLR ter sido assinado, é necessário o atingimento dos seguintes gatilhos/requisitos: i) aprovação de distribuição de dividendos pela Assembleia Geral Ordinária (AGO); ii) apuração de lucro líquido no exercício de referência; e iii) atingimento do percentual médio de no mínimo 80%, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores.

O montante máximo de PLR a ser distribuído está limitado a 5% do Ebitda ajustado, a 6,25% do lucro líquido e a 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas, em cada exercício, o que for menor.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022:

i. a companhia pagou R$ 659 (R$ 593 na controladora), referente a PLR 2021; e

ii. provisionou R$ 684 (R$ 647 na controladora) referente à PLR 2022, registrado em outras despesas operacionais.

Prática contábil

As provisões dos programas de remuneração variável (PPP e PLR) são reconhecidas ao longo do exercício em que o empregado tiver prestado serviços. Suas mensurações representam as estimativas de desembolsos futuros decorrentes dos serviços prestados, na medida que os requisitos para acionamento dos programas sejam alcançados e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

17.2. Benefícios rescisórios

São aqueles fornecidos pela rescisão do contrato de trabalho como resultado de: i) decisão da companhia em terminar o vínculo empregatício do empregado antes da data normal de aposentadoria; ou ii) decisão do empregado de aceitar uma oferta de benefícios em troca da rescisão do contrato de trabalho.

A companhia possui programas de desligamento voluntários (PDV), aposentadoria incentivada (PAI), programas de desligamento específicos para o segmento corporativo e para os empregados lotados em unidades em processo de desinvestimento, que preveem basicamente as mesmas vantagens legais e indenizatórias.

A Transpetro lançou novo programa de desligamento voluntário para os empregados do quadro de mar. As inscrições ocorreram no período entre 4 de maio de 2022 e 14 de julho de 2022 e o prazo máximo para o desligamento dos empregados que aderiram ao programa foi 3 de dezembro de 2022.

Considerando o conjunto dos programas, existem 11.688 adesões acumuladas em 31 de dezembro de 2022 (11.418 adesões até 31 de dezembro de 2021).

A movimentação da provisão está representada a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Saldo inicial	**1.950**	**4.678**	**1.950**	**4.569**
Efeito no resultado	**92**	**(62)**	**82**	**(46)**
Inscritos no PDV	98	168	88	167
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(6)	(230)	(6)	(213)
Efeito caixa	**(1.037)**	**(2.666)**	**(1.027)**	**(2.573)**
Utilização por desligamento	(1.037)	(2.666)	(1.027)	(2.573)
Saldo final	**1.005**	**1.950**	**1.005**	**1.950**
Circulante	392	1.157	392	1.157
Não circulante	613	793	613	793

O reconhecimento da provisão para gastos com os programas de aposentadoria ocorre na medida em que os empregados realizam a adesão.

A companhia diferiu o pagamento das indenizações em duas parcelas, sendo a primeira no momento do desligamento, junto com as verbas rescisórias legais, e a segunda, quando cabível, 12 meses após o pagamento da primeira parcela.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Em 31 de dezembro de 2022, do total provisionado, o valor de R$ 117 corresponde a segunda parcela de 426 empregados desligados e o de R$ 888 corresponde a 1.651 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até setembro de 2025.

17.3. Benefícios pós emprego

A companhia mantém um plano de saúde para seus empregados no Brasil (ativos e aposentados) e seus dependentes e outros cinco principais benefícios de pensão pós-aposentadoria (chamados coletivamente de "planos de pensão da companhia").

Os saldos relativos a benefícios pós-emprego concedidos a empregados estão representados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Passivo				
Plano de Saúde - Saúde Petrobras	30.330	25.029	29.530	24.442
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	18.813	18.042	18.813	18.042
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	5.431	3.672	5.431	3.672
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	1.484	4.557	1.484	4.557
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	1.767	2.851	1.767	2.851
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	850	918	725	787
Outros planos	–	61	–	–
Total	**58.675**	**55.130**	**57.750**	**54.351**
Circulante	3.750	3.632	3.750	3.578
Não circulante	54.925	51.498	54.000	50.773

17.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Plano de Saúde

O Plano de saúde, nomeado "Saúde Petrobras", é administrado pela Associação Petrobras de Saúde (APS), associação civil, sem fins lucrativos e inclui programas de prevenção e assistência à saúde. O plano cobre todos os empregados atuais, aposentados e está aberto a novos empregados.

Atualmente patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG e Termobahia, o plano está exposto principalmente ao risco de aumento dos custos médicos devido à inflação, novas tecnologias, novos tipos de cobertura e a um maior nível de utilização de benefícios médicos. A companhia aprimora continuamente a qualidade de seus processos técnicos e administrativos, bem como dos programas de saúde oferecidos aos beneficiários, a fim de mitigar esse risco.

Os empregados e aposentados realizam contribuições fixas mensais para cobertura de procedimentos de alto risco e contribuições variáveis para parcela do custo dos demais procedimentos, ambas com base nas tabelas de contribuição do plano, que são definidas com base em determinados parâmetros, como o salário e níveis de idade. O plano contempla também o auxílio na compra de alguns medicamentos mediante reembolso, com coparticipação dos empregados e aposentados.

O pagamento dos benefícios é efetuado pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes. A participação financeira da companhia e dos beneficiários nas despesas é estabelecida no acordo coletivo de trabalho (ACT), sendo, atualmente, 60% (sessenta por cento) pela companhia e 40% (quarenta por cento) pelos participantes.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2022, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado no quadro (a) do item 17.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

Planos de pensão

Os planos de pensão patrocinados são administrados pela Fundação Petros, que foi constituída como uma entidade jurídica sem fins lucrativos de direito privado com autonomia administrativa e financeira.

Os planos de pensão são regulados pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar – CNPC que contempla todas as diretrizes e procedimentos a serem adotados pelos planos para sua gestão e relacionamento com as partes interessadas.

A Petros realiza periodicamente avaliações dos planos em cumprimento a norma vigente de previdência complementar e, quando aplicável, estabelece medidas com objetivo de oferecer sustentabilidade aos planos.

Os principais benefícios de pensão patrocinados são:

- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados (PPSP-R);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados (PPSP-NR);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70),
- Plano Petros 2; e
- Plano Petros 3.

Atualmente os planos PPSP – R, PPSP-R Pré-70, PPSP-NR, PPSP-NR Pré-70 e Plano Petros 3 são patrocinados pela Petrobras, e o Plano Petros 2 patrocinado por: Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG, Termobahia e Termomacaé.

O Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), originalmente estabelecido pela companhia em julho de 1970, foi cindido em 2018 nos planos PPSP-R e PPSP-NR. Em1º de janeiro de 2020, os planos PPSP-R e PPSP-NR foram cindidos e deram origem aos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

Os planos de pensão complementam a renda de seus participantes durante a aposentadoria, além de garantir uma pensão por morte aos seus beneficiários. O benefício consiste em uma renda mensal complementar ao benefício concedido pelo Instituto Nacional do Seguro Social (INSS).

A tabela a seguir fornece outras características desses planos:

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP2	PP3
Modalidade	**Benefício Definido**	**Benefício Definido**	**Benefício Definido**	**Benefício Definido**	**Contribuição Variável [parcela BD + parcela CD]**	**Contribuição definida**
Participantes do plano	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos.	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que não concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos, e que não concordaram com as alterações em seu plano de pensão original (PPSP).	Este Plano foi implementado em 2007, abrangendo os empregados e ex-empregados que se deslocaram de outros planos existentes.	Este Plano foi implementado em 2021, abrangendo apenas os empregados e ex-empregados que migraram dos planos PPSP-R e PPSP-NR decorrente do processo de Migração de Opção Voluntária.
Novas Inscrições	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado
Pagamentos de aposentadoria	Pagamentos mensais vitalícios que complementam o benefício concedido pelo INSS.				Pagamentos mensais de benefício definido ao longo da vida ou pagamentos mensais de benefício não definido de acordo com a opção exercida pelo participante.	Pagamentos mensais de benefício não definido, de acordo com a opção exercida pelo participante.
Outros benefícios gerais	Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez, doença e reclusão.					Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez e doença.
Indexação de pagamentos de aposentadoria pelo plano	Com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.		Principalmente, com base nos níveis de índices atuais aplicáveis aos salários dos empregados ativos e os índices estabelecidos pelo INSS.		Pagamentos mensais vitalícios: atualizados com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo IPCA. Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.	Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.
Contribuições paritárias feitas pelos participantes e pela companhia aos planos	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivadas de déficits atuariais.	É composto por contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivados de déficits atuariais.	É composto por contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais, em caso de surgimento de apuração de déficit, conforme previsto no regulamento para a parcela de benefício definido do plano.	Contribuições normais paritárias na fase de ativo que formam o direito aos benefícios não definidos, acumulado em saldos de contas individuais.
Termo de Compromisso Financeiro- TCF (acordos de dívida) assumido pela Companhia para fazer face aos déficits dos planos - Valores a pagar à Fundação Petros (*)	Obrigações financeiras com saldo de R$ 689 em 31/12/2022.	Obrigações financeiras com saldo de R$ 1.585 em 31/12/2022.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de R$ 1.053 em 31/12/2022.	N/A	N/A
	Remensuradas anualmente de acordo com as premissas atuariais, com pagamento semestral de juros baseado no saldo atualizado e com vencimento planejado em 2028.					

(*) Compromisso já registrado nas demonstrações financeiras da Petrobras, compondo o registro do valor de passivo atuarial.

Instrumento Particular de Confissão de Dívida (PED 2015)

Em 18 de outubro de 2022, a companhia formalizou o seu compromisso de pagamento referente às contribuições extraordinárias patronais do plano de equacionamento de déficit – 2015 (PED 2015), implementado em 2017, junto aos planos de pensão Petros Repactuados e Não Repactuados (PPSP-R e PPSP-NR). Os pagamentos das contribuições extraordinárias não foram realizados anteriormente por causa de liminares judiciais.

O valor relativo à Petrobras é de R$ 1.114 e se refere aos valores não cobrados no período de julho de 2020 a dezembro de 2021. O montante de R$ 229 foi pago em 28 de outubro de 2022, e o restante, referente às parcelas vincendas, será pago de acordo com a folha de pagamento em contrapartida à arrecadação da parcela dos participantes e assistidos.

O efeito do PED 2015, nos planos de pensão PPSP R e PPSP NR, já foi reconhecido nas demonstrações financeiras do exercício em que foi implementado.

Em 31 de dezembro de 2022, o saldo do Instrumento Particular é de R$ 876, compondo o registro do valor de passivo atuarial.

Plano de equacionamento de déficit 2021 (PED) - Plano Petros Repactuados

Em 10 de novembro de 2022, o Conselho Deliberativo (CD) da Petros aprovou o plano de equacionamento do déficit) (PED) do exercício de 2021 do Plano Petros Repactuados (PPSP-R), em virtude de este plano ter superado o limite legal de tolerância a déficit técnico. Sendo apreciado pelo Conselho de Administração da companhia em 30 de novembro de 2022 e submetido a Sest (órgão supervisor da patrocinadora Petrobras).

Caso haja manifestação favorável desse órgão, o plano de equacionamento deverá ser implementado pela Petros com início de cobrança de contribuições extraordinárias em abril de 2023, somando-se às contribuições normais e extraordinárias já em vigor.

O PPSP-R é um plano de benefício definido e, de acordo com a Petros, este déficit foi diretamente impactado pela conjuntura econômica que afetou principalmente o segmento de renda fixa, especialmente por causa dos títulos públicos marcados a mercado, que sofreram com o aumento nas curvas de juros.

Conforme as Leis Complementares 108/2001 e 109/2001, bem como a Resolução do Conselho Nacional de Previdência Complementar - CNPC nº 30/2018, o déficit de R$ 7.746, que atualizado até 31 de dezembro de 2022 chega em R$ 8.515, deverá ser equacionado paritariamente entre as patrocinadoras (Petrobras, Vibra Energia e Petros) e os participantes do PPSP-R, cabendo à Petrobras o valor total de R$ 4.012.

O desembolso pelas patrocinadoras será decrescente ao longo da vida do plano, e é estimado, para o primeiro ano, em torno de R$ 300 para a Petrobras.

A posição atuarial do plano PPSP-R e os efeitos da implementação de novas contribuições extraordinárias pelo PED 2021 estão refletidas no passivo atuarial do exercício de 2022.

Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2022, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 17.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

17.3.2. Valores nas demonstrações financeiras da Petrobras relacionados a planos de benefícios definidos

a) Movimentação das obrigações reconhecidas no balanço patrimonial

Representa a obrigação da companhia, líquida dos ativos garantidores e descontada a valor presente, calculada de acordo com a metodologia estabelecida no CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados (IAS19), aprovado pela Deliberação CVM nº 110/2022, que diverge das práticas contábeis e atuariais adotadas pelos fundos de pensão regulados pelo CNPC.

Em 31 de dezembro de 2022, o aumento do passivo atuarial com planos de benefícios pós emprego de R$ 3.545 refere-se basicamente à perda atuarial de R$ 8.297, reconhecida no patrimônio líquido, com a remensuração do passivo decorrente das variações de premissas atuariais, principalmente pelo aumento dos custos médicos hospitalares – VCMH e pelo reajuste do benefício dos planos de pensão, compensada em parte, pelo aumento da taxa real de desconto aplicada sobre os passivos dos planos.

Informações sobre as variações das principais premissas aplicadas à revisão atuarial estão dispostas no quadro da nota 17.3.6 – Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido.

A movimentação das obrigações com planos de pensão e saúde com característica de benefício definido está representada a seguir:

	Consolidado 2022					
			Planos de pensão	Plano de saúde	Outros planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	66.635	21.489	5.750	30.330	–	124.204
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(46.338)	(14.291)	(4.900)	–	–	(65.529)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	**20.297**	**7.198**	**850**	**30.330**	**–**	**58.675**
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro	**22.599**	**6.523**	**918**	**25.029**	**61**	**55.130**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**2.357**	**669**	**167**	**3.140**	**–**	**6.333**
Custo do serviço corrente	49	7	68	540	–	664
Custo dos juros líquidos	2.308	662	99	2.600	–	5.669
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**2.207**	**2.187**	**(239)**	**4.145**	**(3)**	**8.297**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	2.207	2.187	(239)	4.145	(3)	8.297
Efeito caixa	**(6.866)**	**(2.181)**	**–**	**(1.987)**	**(1)**	**(11.035)**
Pagamento de contribuições	(1.574)	(485)	–	(1.987)	(1)	(4.047)
Pagamento do termo de compromisso financeiro (**)	(5.292)	(1.696)	–	–	–	(6.988)
Outros movimentos	**–**	**–**	**4**	**3**	**(57)**	**(50)**
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	**20.297**	**7.198**	**850**	**30.330**	**–**	**58.675**

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.
(**) Inclui o pagamento de R$ 6.882 de parte do principal do Termo de Compromisso Financeiro (TCF) realizado em 25 de fevereiro de 2022.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

2021

	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2			Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	64.068	19.446	5.509	25.029	52	114.104
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(41.469)	(12.923)	(4.591)	–	9	(58.974)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	**22.599**	**6.523**	**918**	**25.029**	**61**	**55.130**
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro (**)	**39.102**	**14.012**	**2.477**	**27.836**	**76**	**83.503**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**2.510**	**947**	**383**	**7.420**	**(45)**	**11.215**
Custo do serviço passado	(5)	(1)	–	4.518	–	4.512
- Valor presente da obrigação	(3.672)	(168)	–	4.518	–	678
- Valor do ativo garantidor - transferência para patrimônio no PP3	2.494	114	–	–	–	2.608
- Aporte da patrocinadora no PP3	1.173	53	–	–	–	1.226
Custo do serviço corrente	72	5	198	844	(50)	1.069
Custo dos juros líquidos	2.345	914	185	2.058	5	5.507
Juros sobre a obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	98	29	–	–	–	127
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(11.929)**	**(5.308)**	**(1.942)**	**(8.590)**	**34**	**(27.735)**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	(11.929)	(5.308)	(1.942)	(8.590)	34	(27.735)
Efeito caixa	**(7.084)**	**(3.128)**	**-**	**(1.633)**	**(3)**	**(11.848)**
Pagamento de contribuições (***)	(2.514)	(453)	–	(1.633)	(3)	(4.603)
Pagamento da obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	(1.797)	(536)	–	–	–	(2.333)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(2.773)	(2.139)	–	–	–	(4.912)
Outros movimentos	**-**	**-**	**-**	**(4)**	**(1)**	**(5)**
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	**22.599**	**6.523**	**918**	**25.029**	**61**	**55.130**

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.
(**) Inclui obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio.
(***) Inclui o pagamento do aporte para migração ao plano de contribuição definida PP3 de R$ 1.274.

b)Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

Consolidado

2022

	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		Total
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	**64.068**	**19.446**	**5.509**	**25.029**	**52**	**114.104**
Reconhecido no resultado	**6.591**	**1.979**	**642**	**3.140**	**-**	**12.352**
Custo dos juros	6.542	1.972	574	2.600	–	11.688
Custo do serviço	49	7	68	540	–	664
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**1.477**	**1.995**	**(35)**	**4.145**	**(3)**	**7.579**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	7.172	3.601	492	(1.449)	(3)	9.813
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	–	23	31	(131)	–	(77)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(5.695)	(1.629)	(558)	5.725	–	(2.157)
Outros	**(5.501)**	**(1.931)**	**(366)**	**(1.984)**	**(49)**	**(9.831)**
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.621)	(1.960)	(370)	(1.987)	(1)	(9.939)
Contribuições de participantes	120	29	–	–	–	149
Outros	–	–	4	3	(48)	(41)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	**66.635**	**21.489**	**5.750**	**30.330**	**-**	**124.204**

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

2021

	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2			Total
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	**82.354**	**25.003**	**6.115**	**27.836**	**136**	**141.444**
Reconhecido no resultado	**6.310**	**1.884**	**648**	**7.420**	**(41)**	**16.221**
Custo dos juros	6.243	1.880	450	2.058	9	10.640
Custo do serviço	72	5	198	844	(50)	1.069
Custo do serviço passado	(5)	(1)	–	4.518	–	4.512
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(15.934)**	**(5.589)**	**(901)**	**(8.590)**	**(38)**	**(31.052)**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	(1.679)	(1.616)	1.690	(1.281)	(45)	(2.931)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	–	–	(26)	513	–	487
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(14.255)	(3.973)	(2.565)	(7.822)	7	(28.608)
Outros	**(8.662)**	**(1.852)**	**(353)**	**(1.637)**	**(5)**	**(12.509)**
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.137)	(1.723)	(353)	(1.633)	(4)	(8.850)
Contribuições de participantes	142	38	–	–	–	180
Transferência e aporte no PP3	(3.667)	(167)	–	–	–	(3.834)
Outros	–	–	–	(4)	(1)	(5)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	**64.068**	**19.446**	**5.509**	**25.029**	**52**	**114.104**

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.
(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - Novo PED.

c) Movimentação do valor justo dos ativos (VJA)

A Petrobras possui quatro planos de previdência, PPSP-R, PPSP-NR, PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70, em fase de consumo do ativo garantidor, e um plano, o PP2, cuja maior parte dos participantes está na fase de acumulação de patrimônio.
A evolução do ativo garantidor reflete essas características dos planos, sendo resultado da entrada das contribuições e do resgate de patrimônio para pagamento de benefícios, além da influência da rentabilidade dos investimentos dos ativos.

Consolidado

2022

	Planos de pensão			Plano de saúde		
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras	Outros planos	Total
Movimentação						
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	**41.469**	**12.923**	**4.591**	**-**	**(9)**	**58.974**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**4.234**	**1.310**	**475**	**-**	**-**	**6.019**
Receita de Juros	4.234	1.310	475	–	–	6.019
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(730)**	**(192)**	**204**	**-**	**-**	**(718)**
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	(730)	(192)	204	–	–	(718)
Efeito caixa	**6.866**	**2.181**	**-**	**1.987**	**1**	**11.035**
Contribuições pagas pela companhia	1.574	485	–	1.987	1	4.047
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	5.292	1.696	–	–	–	6.988
Outros movimentos	**(5.501)**	**(1.931)**	**(370)**	**(1.987)**	**8**	**(9.781)**
Contribuições de participantes	120	29	–	–	–	149
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.621)	(1.960)	(370)	(1.987)	(1)	(9.939)
Outros	–	–	–	–	9	9
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	**46.338**	**14.291**	**4.900**	**-**	**-**	**65.529**

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

2021

	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		Total
Movimentação						
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	**44.951**	**11.498**	**3.638**	**-**	**60**	**60.147**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**3.898**	**966**	**265**	**-**	**4**	**5.133**
Receita de Juros	3.898	966	265	–	4	5.133
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(4.005)**	**(281)**	**1.041**	**-**	**(72)**	**(3.317)**
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	(4.005)	(281)	1.041	–	(72)	(3.317)
Efeito caixa	**5.287**	**2.592**	**-**	**1.633**	**3**	**9.515**
Contribuições pagas pela companhia	2.514	453	–	1.633	3	4.603
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	2.773	2.139	–	–	–	4.912
Outros movimentos	**(8.662)**	**(1.852)**	**(353)**	**(1.633)**	**(4)**	**(12.504)**
Contribuições de participantes	142	38	–	–	–	180
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.137)	(1.723)	(353)	(1.633)	(4)	(8.850)
Transferência e aporte no PP3	(3.667)	(167)	–	–	–	(3.834)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	**41.469**	**12.923**	**4.591**	**-**	**(9)**	**58.974**

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

Ativos do plano - gestão de investimentos

A Fundação Petros prepara anualmente Políticas de Investimento (PI) específicas para cada plano seguindo dois modelos:
i. para Plano Petros 2, o cumprimento da meta atuarial de menor valor em risco; e
ii. para os demais planos de benefício definido, descasamento mínimo dos fluxos de caixa líquidos, condicionado ao cumprimento da meta atuarial.
Os ativos dos planos de pensão seguem uma estratégia de investimento de longo prazo baseada nos riscos avaliados para cada classe de ativos e proporcionam uma diversificação, de forma a diminuir o risco da carteira. O perfil da carteira deve obedecer às normas do Conselho Monetário Nacional.
A Fundação Petros estabelece políticas de investimento para períodos de 5 anos, revisadas anualmente e utiliza um modelo de gerenciamento de ativos e passivos (ALM) para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios, com base em parâmetros de liquidez e solvência, simulando um período de 30 anos.
Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023
A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf
Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Consolidado

Categorias dos ativos dos planos	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercadoativo	2022 Valor justo total	2022 %	2021 Valor justo total	2021 %
Recebíveis	–	7.062	7.062	11%	4.723	8%
Renda fixa	18.510	27.634	46.144	70%	38.309	65%
Títulos públicos	18.279	20.594	38.873		25.237	
Fundos de renda fixa	–	4.508	4.508		4.798	
Outros investimentos	231	2.532	2.763		8.274	
Renda variável	6.180	1.270	7.450	12%	10.706	18%
Ações à vista	6.180	–	6.180		9.410	
Outros investimentos	–	1.270	1.270		1.296	
Investimentos Estruturados	171	659	830	1%	1.024	2%
Imóveis	–	2.555	2.555	4%	2.652	4%
	24.861	**39.180**	**64.041**	**98%**	**57.414**	**97%**
Empréstimos a participantes	–	1.488	1.488	2%	1.560	3%
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	**24.861**	**40.668**	**65.529**	**100%**	**58.974**	**100%**

Para o plano de saúde não há ativo garantidor. Os ativos do plano de pensão referentes a empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.
Em 31 de dezembro de 2022, os investimentos incluem debêntures, no valor de R$ 15, além de ações ordinárias, no valor de R$ 6, todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R$ 10.

d) Componentes da despesa com planos de pensão e saúde reconhecidos no resultado

	Planos de pensão			Plano de Saúde		
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras	Outros Planos	Total
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	(180)	(29)	(95)	(1.144)	–	(1.448)
Relativa aos inativos (Outras Despesas Operacionais)	(2.177)	(640)	(72)	(1.996)	–	(4.885)
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2022	**(2.357)**	**(669)**	**(167)**	**(3.140)**	**–**	**(6.333)**
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2021	**(2.510)**	**(947)**	**(383)**	**(7.420)**	**45**	**(11.215)**

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

Contribuições

No exercício 2022, a companhia contribuiu com o total de R$ 11.035 para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 17.3.2. Adicionalmente, contribuiu com R$ 1.020 para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e R$ 9 do plano PP3, que foram reconhecidas como despesa no resultado do exercício.

As contribuições esperadas dos planos PPSP R, PPSP NR, PPSP R pré-70 e PPSP NR pré-70, para 2023, somam R$ 2.208. As do Plano Petros 2 somam R$ 1.069 e são referentes à parcela de contribuição definida.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido do PP2 está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 31 de março de 2023, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Fundação Petros, pois há reserva para cobrir o valor em risco. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

17.3.4. Fluxos de Caixa Esperados

A estimativa abaixo reflete apenas os fluxos de caixa futuros esperados para cumprir a obrigação de benefício definido reconhecida no final do exercício social de 31 de dezembro de 2022.

	Plano de pensão			Plano de Saúde	2022	2021
Perfil de vencimento do valor presente das obrigações	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras	Total	Total
Até 1 ano	5.212	1.848	386	1.571	9.017	8.478
De 1 a 5 anos	21.508	7.497	1.635	5.994	36.634	34.323
De 6 a 10 anos	15.071	5.078	1.207	6.653	28.009	25.754
De 11 a 15 anos	10.237	3.244	866	5.279	19.626	17.819
Acima de 15 anos	14.607	3.822	1.656	10.833	30.918	27.730
Total	**66.635**	**21.489**	**5.750**	**30.330**	**124.204**	**114.104**

(*)Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

17.3.5. Pagamentos futuros aos participantes dos planos de benefício definido que estão fechados para novos membros

A tabela a seguir fornece o período durante o qual a obrigação de benefício definido associada a esses planos impactará as demonstrações financeiras da companhia.

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70
Duração média ponderada da obrigação de benefício definido	11,06 Anos	6,59 Anos	10,37 Anos	7,14 Anos

17.3.6. Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido

As premissas atuariais financeiras e demográficas significativas usadas para determinar a obrigação de benefício definido são apresentadas na tabela abaixo:

2022

	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	Planos de pensão PP2	Plano de saúde Saúde Petrobras
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	11,95%	11,95%	11,93%	11,93%	11,97%	11,97%
Taxa real de desconto	6,16%	6,16%	6,15%	6,15%	6,18%	6,18%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	6,27%	6,16%	6,27%	6,16%	7,74%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	9,87% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros (Bidecrem 2013)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	Experiência Petros (Bidecrem 2016)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: Ex Petros (Bidecr 2013)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Ativos: Experiência Invalidez PP-2 2022 Assistidos: n/a
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, suavizada em 30%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	n/a	n/a	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 5,45% para 2023 e atingindo 3,25% de 2027 em diante.
(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.
(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

2021

	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	Planos de pensão PP2	Plano de saúde Saúde Petrobras
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	10,64%	10,62%	10,55%	10,54%	10,73%	10,68%
Taxa real de desconto	5,40%	5,38%	5,32%	5,31%	5,49%	5,44%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	5,83%	5,63%	5,83%	5,63%	7,20%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5,24% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros (Bidecrem 2013)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	Experiência Petros (Bidecrem 2016)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: Ex Petros (Bidecr 2013)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Álvaro Vindas suavizada em 50%	Ativos: Álvaro Vindas suaviz 50% Assist: N/A
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-49, masculina	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, suavizada em 30%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	n/a	n/a	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 4,97% para 2022 e atingindo 3,25% de 2026 em diante.
(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.
(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.3.

17.3.7. Análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos

O efeito de uma mudança de 1 p.p. na taxa de desconto assumida e na taxa de variação do custo médico está estabelecido conforme abaixo:

Consolidado

	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(7.689)	9.818	(3.139)	3.837	4.030	(916)
Custo do serviço e juros	(123)	243	(238)	291	668	(134)

Prática contábil

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final, e considera determinadas premissas atuariais que incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários conforme nota explicativa 4 - estimativas e julgamentos relevantes.

O custo do serviço é reconhecido no resultado e compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (entidade realiza diminuição significativa do número de empregados cobertos por plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (*settlement*).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo. Tais juros são reconhecidos no resultado.

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido são reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e compreendem: i) ganhos e perdas atuariais e ii) retorno sobre os ativos do plano, excluindo valores considerados nos juros líquidos sobre o valor do passivo, líquido do ativo de benefício definido.

A companhia também contribui para planos de contribuição definida, de forma paritária ao valor da contribuição normal do empregado, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorridas.

18. Processos judiciais e contingências

18.1. Processos provisionados

A companhia constitui provisões nos processos judiciais, administrativos e arbitrais, em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada. As principais ações se referem a:

- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) reclamações trabalhistas diversas; (ii) ações individuais de revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR); e (iii) ações de terceirizados.
- Processos fiscais, incluindo: (i) multas por descumprimento de obrigações acessórias; (ii) não homologação de compensações de tributos federais; e (iii) não recolhimento de CIDE combustíveis sobre importação de propano e butano.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) multas aplicadas pela ANP, em especial as relativas a sistemas de medição de produção; e (iii) litígios envolvendo conflitos societários.
- Processos ambientais, em especial: (i) multas relativas à operação offshore da companhia; (ii) multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; e (iii) ação civil pública por vazamento de petróleo em 2004 no Parque Estadual da Serra do Mar/SP.

Os valores provisionados são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
Passivo não circulante	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Processos trabalhistas	3.844	3.995	3.482	3.629
Processos fiscais	2.433	1.705	2.299	1.560
Processos cíveis	7.847	4.581	7.558	4.275
Processos ambientais	1.579	982	1.270	918
Total	**15.703**	**11.263**	**14.609**	**10.382**

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Saldo inicial	11.263	11.427	10.382	10.301
Adição, líquida de reversão	5.558	2.864	5.210	2.687
Utilização	(2.509)	(3.894)	(2.337)	(3.321)
Atualização	1.399	809	1.354	715
Outros	(8)	57	–	–
Saldo final	**15.703**	**11.263**	**14.609**	**10.382**

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos.

Em 2022, o acréscimo no passivo decorre principalmente das alterações ocorridas nos seguintes casos: (i) R$ 2.556 na provisão de litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais; (ii) R$ 560 na provisão de multas por descumprimento de obrigações acessórias; (iii) R$ 521 na provisão de litígios relacionados à plano de previdência; (iv) R$ 412 na provisão de litígio envolvendo conflito societário, compensado pela (v) redução de R$ 351 em função de acordo realizado em arbitragem em cobrança de royalties sobre extração de xisto.

18.2. Depósitos judiciais

A companhia efetua depósitos na fase judicial, em especial para suspender a exigibilidade do débito de natureza tributária e permitir ao contribuinte a manutenção de sua regularidade fiscal. Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

	Consolidado		Controladora	
Ativo não circulante	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais	41.095	32.310	40.961	32.234
Trabalhistas	4.735	4.443	4.483	4.246
Cíveis	10.899	7.113	10.884	7.098
Ambientais	569	566	541	542
Outros	373	426	370	423
Total	**57.671**	**44.858**	**57.239**	**44.543**

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Saldo inicial	44.858	37.838	44.543	37.487
Adição, líquido de reversão	8.822	6.160	8.671	6.095
Utilização	(590)	(593)	(533)	(550)
Atualização financeira	4.635	1.428	4.612	1.420
Outros	(54)	25	(54)	91
Saldo final	**57.671**	**44.858**	**57.239**	**44.543**

Em 2022, a companhia realizou depósitos judiciais no montante de R$ 8.822, com destaque para: (i) R$ 2.896 referentes a valores de participações governamentais relacionados à unificação de campos (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça); (ii) R$ 1.663 referentes a CIDE, PIS/COFINS relacionados a afretamento de plataformas; (iii) R$ 1.391 referentes a não adição dos lucros de controladas domiciliadas no exterior à base de cálculo do IRPJ e da CSLL da controladora; (iv) R$ 707 referentes a dedução de despesas com a Petros da base de cálculo do IRPJ e CSLL; (v) R$ 343 referentes a CIDE - combustíveis - Importação de butano/propano, e (vi) R$ 296 referentes ao não recolhimento de Contribuição Previdenciária sobre gratificações pagas a funcionários.

18.3. Processos não provisionados

Os processos judiciais, administrativos e arbitrais, que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Em 31 de dezembro de 2022, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

	Consolidado	
Natureza	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais	167.457	138.312
Trabalhistas	43.163	40.022
Cíveis - Gerais	39.381	31.921
Cíveis - Ambientais	6.561	6.652
Total	**256.562**	**216.907**

18.3.1. Composição dos processos judiciais não provisionados

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, trabalhista, cível e ambiental, cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível.

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa	
	2022	2021
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.		
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE e PIS/COFINS-Importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações.		
Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A companhia ratifica a classificação da perda como possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores e buscará assegurar a defesa de seus direitos.		
Os demais processos envolvendo CIDE e PIS/COFINS encontram-se em fases administrativa e judicial diversas e são classificados como possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia.	54.191	50.740
2) Lucro de controladas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e da CSLL.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores.	22.936	21.707
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia obteve decisões favoráveis definitivas no CARF e novos autos foram lavrados.	3.680	4.613
4) Incidência de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados.		
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos nas esferas administrativa e judicial.	4.810	3.939
5) Cobrança da CIDE - Combustível em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.	2.530	2.391
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e da CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	3.373	3.180
7) IRPJ e CSLL Ganho de Capital na Alienação e Amortização de ágio na aquisição de participações societárias.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas. Em 2022, a companhia recebeu novos autos de infração.	2.614	1.305
8) Dedução da base de cálculo de PIS e COFINS, incluindo contratos de *ship or pay* e afretamentos de aeronaves e embarcações.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novo auto de infração.	5.146	1.844
9) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento.		
Situação atual: Em uma das autuações, houve decisão administrativa desfavorável. Aguarda-se julgamento de recurso voluntário da Petrobras. Em 2022, a companhia recebeu novo auto de infração.	2.597	1.603
10) Incidência de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras - Importação de embarcações por meio do Regime Aduaneiro Especial do Repetro.		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novo auto de infração.	1.534	1.389
11) Cobrança de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras incluindo a Petrobras como responsável solidária.		
Situação atual: Em 2022, a companhia recebeu novo auto de infração referente a cobrança, por responsabilidade solidária, de tributos aduaneiros e multas decorrentes da importação de bens pelo regime do Repetro, para utilização no consórcio Frade.	12.597	-
12) Aduaneiro – Multas 1% e 5% sobre o Valor Aduaneiro.		
Multas aplicadas sobre o valor aduaneiro de produtos importados em razão da prestação de informações tidas como inexatas nas declarações de importação. Há decisão judicial desfavorável à companhia.		
Situação atual: Existem processos em fase administrativa de judicial diversas.	1.251	1.169
13) Cobrança de PIS/COFINS – Incidências sobre Anistias.		
Situação atual: Em 2022, a companhia recebeu novo auto de infração que tem como objeto a cobrança de contribuições sociais para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), decorrentes da transação tributária prevista no artigo 3º da Lei 13.586/2017.	4.538	-
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.		
14) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	2.219	2.050
Autor: Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AL, BA, PE, PA e RS.		
15) Exigência de ICMS sobre operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.393	4.161
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do PE, RJ e PA.		
16) ICMS – Importação exigido pelos estados.		
Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novos autos.	2.293	616
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, GO, MA, SP, CE, RO e PE.		
17) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas próprias ou promovidas por terceiros em operações subsequentes.		
Situação atual: A questão envolve processos que se encontram nas esferas administrativa e judicial diversas.	4.782	4.396
Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE, SE e AM.		
18) Cobrança de ICMS de transferência entre estabelecimentos, em especial pelo Estado do RJ ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial do RJ reduziram o total de créditos do estabelecimento centralizador.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.846	4.464
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de GO, RJ, PA, BA, SE, SP, PR, AM, CE, MT, RN e PE.		
19) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novos autos de infração.	3.587	3.175
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM, BA, PA, PE, SP e AL.		
20) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novos autos de infração.	4.167	2.489
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
21) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES.		
Situação atual: Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.373	1.293
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, PR, SE e CE.		
22) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	2.494	2.329
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, AL, PE, CE e AM.		
23) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	2.537	2.347
Autor: Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis.		
24) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2022, foram proferidas decisões judiciais favoráveis à companhia em dois processos judiciais, no Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro. Aguarda-se julgamento de Recurso Especial interposto pelo Município.	1.811	1.614
Autor: Prefeituras Municipais diversas.		
25) Retenção de Imposto sobre Serviço em contratações de serviços.		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.162	1.120
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha e Vitória.		
26) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), em favor de alguns municípios do Estado do ES sob o argumento de que o serviço fora executado em seus "respectivos territórios marítimos".		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a expectativa das ações foi reclassificada para perda remota em razão de decisão favorável à tese da companhia no Tribunal de Justiça do Espírito Santo.	-	5.978
27) Processos diversos de natureza fiscal.	9.995	8.400
Total de processos de natureza fiscal	**167.457**	**138.312**

Descrição dos processos de natureza trabalhista	Estimativa	
	2022	2021
Autor: Empregados e SINDIPETRO dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, RN, CE, PI, PR e SC.		
1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR).		
Situação atual: A lide encontra-se no Supremo Tribunal Federal (STF). O Ministro Relator do Recurso Extraordinário da Petrobras, em 28/07/2021, decidiu monocraticamente de maneira favorável à companhia, reformando a decisão do Pleno do Tribunal Superior do Trabalho (TST) que era contrária à companhia. Atualmente, o julgamento dos recursos interpostos pelo autor da ação e por diversos *amici curiae* em face da referida decisão do Ministro Relator está em andamento, com 3 votos favoráveis à companhia, reconhecendo a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos. Considerando que o último ministro a se manifestar pediu vista, o julgamento foi suspenso aguardando a apresentação do voto do Ministro Vistor.	35.513	33.017
2) Processos diversos de natureza trabalhista.	7.650	7.005
Total de processos de natureza trabalhista	**43.163**	**40.022**

Descrição dos processos de natureza cível	Estimativa	
	2022	2021
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e outras agências reguladoras.		
1) Processos administrativos e judiciais que discutem:		
a) Diferença de participação especial e royalties em campos diversos;		
b) Multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Também inclui discussão de multas aplicadas por outras agências reguladoras.		
Situação atual: As questões envolvem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novos autos de infração.	10.333	6.681
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP		
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça, gerando assim impactos no recolhimento das participações especiais (PE).		
Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo. Em 2022, houve aumento do valor, em razão dos depósitos judiciais que são realizados pela Petrobras:		
a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de participações especiais foram inicialmente depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, as diferenças foram pagas diretamente para a ANP, tendo sido retomados tais depósitos judiciais no 2º Trimestre de 2019. A arbitragem continua suspensa por decisão judicial;		
b) Baúna e Piracaba: o Tribunal Regional Federal da 2ª Região manteve a suspensão da arbitragem. A Petrobras ingressou com recursos aos Tribunais Superiores;		
c) Tartaruga Verde e Mestiça: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvertidos, que continuam ocorrendo. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu, até o momento, pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem até o item 6 do cronograma conjunto (reunião pré-audiência) formulado pelas partes.	7.989	4.629
Autor: Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA) e Companhias Estaduais de Gás.		
3) Ação Civil Pública (ACP) para discutir suposta ilegalidade do fornecimento de gás realizado pela companhia à sua Unidade de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN/BA) e outras ações judiciais em que se discute o monopólio estadual dos serviços de gás canalizado.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2022, houve redução no valor em razão de acordos celebrados pela Petrobras.	204	1.773
Autor: Diversos fornecedores de bens e prestadores de serviços.		
4) Processos relacionados a contratos para fornecimento de bens e serviços, com destaque para discussões acerca de desequilíbrio econômico-financeiro, descumprimento contratual, multas e encerramento antecipado de contratos.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2022, houve aumento de valor em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	15.587	13.901
5) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem, responsabilidade civil e compra e venda de ativos.	5.267	4.937
Total de processos de natureza cível	**39.381**	**31.921**

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa	
	2022	2021
Autor: Diversos autores, com destaque para Ministério Público Federal, Ministérios Públicos Estaduais e órgãos ambientais, como IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, órgãos estaduais e municipais.		
1) Processos diversos de natureza ambiental, com destaque para multas relativas às operações da companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36.	6.561	6.652
Total de processos de natureza ambiental	**6.561**	**6.652**

18.4. Ações coletivas (*class actions*) e processos relacionados

18.4.1. Ação coletiva na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Rotterdam, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras.

A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava-Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores. Com base nessas alegações, a Fundação busca uma série de declarações judiciais por parte do tribunal holandês.

Em 26 de maio de 2021, após decisões intermediárias anteriores em que a Corte entendeu que possui jurisdição para julgar a maioria dos sete pedidos formulados pela Fundação, a Corte decidiu que a ação coletiva deve prosseguir e que a cláusula de arbitragem do Estatuto Social da Petrobras não impede que acionistas da companhia tenham acesso ao Poder Judiciário holandês e sejam representados pela Fundação. No entanto, estão excluídos da ação os investidores que já tenham iniciado arbitragem contra a Petrobras ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem.

Em 2021 e 2022, as partes apresentaram suas alegações e defesas por escrito em relação ao mérito da ação. A Corte marcou audiências para alegações orais, que ocorreram nos dias 17 e 24 de janeiro de 2023. Nestas audiências, a Corte não forneceu quaisquer indicações sobre o conteúdo da sua decisão sobre o mérito da causa. A Corte determinou que a Petrobras e os demais réus podem apresentar manifestações complementares em 22 de fevereiro de 2023, após as quais a Corte pretende proferir sentença em 26 de julho de 2023. Tal prazo é indicativo e a decisão poderá ser adiada ou antecipada.

A ação coletiva diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: o escopo da cláusula compromissória do Estatuto da Petrobras, a jurisdição das cortes holandesas, o escopo do acordo que encerrou a *Class Action* nos Estados Unidos, a legitimidade da Fundação para representar os interesses dos investidores, as várias leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, as análises periciais, o cronograma a ser definido pela Corte e as decisões judiciais sobre questões-chave do processo, os possíveis recursos, inclusive perante a Suprema Corte, bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória nesta ação coletiva. Não é possível prever no momento se a companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, porque essa análise dependerá do resultado desses procedimentos complexos. Além disso, não é possível saber quais investidores serão capazes de apresentar ações individuais subsequentes relacionadas a esse assunto contra a Petrobras.

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam o valor e a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras é incapaz de estimar uma eventual perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras reitera sua condição de vítima do esquema de corrupção revelado pela Operação Lava-Jato e pretende apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores a serem apresentadas por investidores individuais. A Fundação não pode exigir indenização por danos no âmbito da ação coletiva, uma vez que a decisão final terá natureza meramente declaratória.

A Petrobras e suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e continuarão se defendendo firmemente.

18.4.2. Arbitragem na Argentina

Em 11 de setembro de 2018, a Petrobras foi citada na demanda arbitral proposta por *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* ("Associação") contra a companhia e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o Tribunal Arbitral da Bolsa de Valores de Buenos Aires ("Tribunal Arbitral"). Entre outras questões, a Associação alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras na Argentina, em razão dos processos relacionados à Operação Lava Jato.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

No dia 14 de junho de 2019, a companhia informou que o Tribunal Arbitral reconheceu a desistência da arbitragem pelo fato de a Associação não ter pagado a taxa de arbitragem no prazo estabelecido. A Associação recorreu ao Poder Judiciário argentino contra essa decisão, tendo sido rejeitados os recursos pelo Tribunal de Apelação em 20 de novembro de 2019. A Associação interpôs novo recurso dirigido à Suprema Corte da Argentina, estando pendente uma decisão final.

A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e irá se defender firmemente na arbitragem em referência.

18.4.3. Outros processos judiciais na Argentina

A Petrobras foi incluída como ré em ações penais na Argentina:

- Ação penal por alegado descumprimento da obrigação de publicar "fato relevante" na Argentina sobre a existência de uma ação coletiva movida por *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* ("Associação") perante a Corte Comercial, de acordo com as disposições da lei argentina de mercado de capitais. Vale ressaltar que a Petrobras nunca foi citada no âmbito da referida ação coletiva. Em 4 de março de 2021, o Tribunal (Sala A da Camara Penal Econômico) decidiu que a competência para o julgamento desta ação penal deve ser transferida do Tribunal Econômico Criminal nº 3 da cidade de Buenos Aires para o Tribunal Econômico Criminal nº 2 dessa mesma cidade. A Petrobras apresentou defesas processuais na ação penal, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz.
- Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015. A Petrobras apresentou sua defesa preliminar de mérito, ainda não apreciada pelo juiz, além de defesas processuais que atualmente são objeto de recursos em instâncias recursais da Justiça argentina. Em 21 de outubro de 2021, após recurso da Associação, o Tribunal de Apelações revogou a decisão de primeira instância que havia reconhecido a imunidade de jurisdição da Petrobras e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se a companhia poderia ser considerada criminalmente imune na Argentina para posterior reavaliação do tema. A Petrobras recorreu contra essa decisão perante a Corte de Cassação, tendo o recurso da companhia sido negado. Após o juízo de primeira instância negar a imunidade de jurisdição à Petrobras, a companhia recorreu ao Tribunal. Em 27 de dezembro de 2022, o Tribunal considerou novamente a decisão de primeira instância prematura, determinando que uma terceira fosse proferida, ainda pendente. Em outra frente processual, no dia 14 de setembro de 2022, a decisão que havia reconhecido que a Associação não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros foi reformada pela Corte de Cassação após recurso da Associação. Em 2 de novembro de 2022, a Petrobras interpôs recurso contra essa decisão perante a Suprema Corte argentina, ainda pendente de julgamento. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal nº 2 da cidade de Buenos Aires.

18.4.4. Ação judicial nos Estados Unidos relacionado à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete")

Em fevereiro de 2016, a EIG Management Company, LLC e alguns fundos afiliados (em conjunto denominados "EIG") ajuizaram uma demanda perante a Corte Distrital do Distrito de Columbia em Washington, D.C. com relação à compra indireta de participações societárias na Sete Brasil, uma empresa criada para construir plataformas com alto conteúdo local. Nesse processo, a EIG alega que a Petrobras teria induzido os autores a investir na Sete Brasil e que era uma das responsáveis pela crise financeira da Sete, que entrou com processo de recuperação judicial no Brasil.

Em 2017, a Corte Distrital negou o pedido de arquivamento sumário apresentado pela Petrobras, tendo decidido que o processo deveria seguir para a fase de produção de provas. Houve a interposição de recursos por parte da Petrobras, tendo tal fase recursal perdurado até 16 de janeiro de 2020, quando a decisão da Corte do Distrito de Colúmbia se tornou definitiva. Durante o ano de 2020, as partes se envolveram em extensas trocas de documentos e outras provas documentais. As partes também ouviram os depoimentos de diversas testemunhas dos fatos. Em 2021, além da continuidade de tais oitivas, foram produzidas provas periciais, bem como as partes apresentaram pedidos para que o caso fosse julgado sumariamente (*motion for summary judgment*).

Em 8 de agosto de 2022, o juiz acolheu o pleito da EIG quanto à responsabilidade da Petrobras pelos alegados prejuízos, mas negou o pedido de julgamento antecipado (*motion for summary judgment*) com relação a danos, com o que a concessão de indenização estará sujeita à comprovação dos danos pela EIG em audiência de julgamento e à apreciação das defesas pela companhia. Na mesma decisão, cujos reflexos foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da companhia no terceiro trimestre de 2022, o juiz negou o pedido de extinção do processo com base na imunidade de jurisdição da Petrobras, razão pela qual foi apresentado recurso perante a Corte Federal de Apelações do Distrito de Colúmbia.

Em 26 de agosto de 2022, foi apresentado requerimento pela Petrobras para que a ação fosse suspensa até o julgamento do referido recurso, tendo tal suspensão sido concedida pelo juiz em 26 de outubro de 2022.

Em 26 de agosto de 2022, a Corte Distrital de Amsterdã concedeu medida cautelar para bloquear determinados ativos da Petrobras na Holanda, a pedido da EIG. A decisão foi fundamentada naquela proferida medida cautelar pela Corte Distrital do Distrito de Columbia, em 8 de agosto de 2022, e teve como propósito garantir a satisfação dos pedidos da EIG contidos no processo norte-americano mencionado anteriormente. Apenas para o fim dessa cautelar, a Corte Distrital de Amsterdã limitou os pedidos da EIG em um total de cerca de US$ 297,2 milhões, embora a Corte norte-americana tenha decidido que qualquer concessão de indenização dependerá da comprovação de danos pela EIG em audiência de julgamento. Há algumas discussões sobre o escopo dos bens bloqueados pela EIG, mas não há nenhum processo pendente a esse respeito na Holanda. Tal bloqueio cautelar não impede o cumprimento de obrigações da Petrobras e de suas subsidiárias perante terceiros.

18.5. Arbitragens no Brasil

A Petrobras responde a sete arbitragens instauradas perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM), vinculada à B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. Seis destas arbitragens foram instauradas por múltiplos investidores nacionais e estrangeiros. A outra, instaurada por associação que não é acionista da companhia, pretende ser coletiva, mediante representação de todos os acionistas minoritários da Petrobras que adquiriram ações na B3 entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015. Os investidores pretendem que a companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos revelados pela Operação Lava Jato.

Essas arbitragens envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, cronogramas ainda a serem definidos pelos Tribunais Arbitrais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes e análises de peritos.

Ademais, as pretensões formuladas são amplas e abrangem vários anos. As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas arbitragens. Como resultado, a companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nestas arbitragens.

A depender do desfecho de todos esses casos, a companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período. Entretanto, a Petrobras não reconhece responsabilidade pelos supostos prejuízos alegados pelos investidores nestas arbitragens, tampouco o cabimento de arbitragem coletiva.

A maioria destas arbitragens ainda está distante de um desfecho, seja em estágios preliminares, seja iniciando a fase de produção de provas, de modo que não há previsão para sentença dos respectivos tribunais arbitrais.

Contudo, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, no dia 26 de maio de 2020, foi proferida sentença arbitral parcial que indica a responsabilidade da companhia, mas não determina o pagamento de valores pela Petrobras, tampouco encerra o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso, e a sentença parcial que não representa um posicionamento da CAM, mas unicamente dos três árbitros que compõem este painel arbitral, não se estende às demais arbitragens existentes.

Em 20 de julho de 2020, a Petrobras ingressou com ação judicial para anulação dessa sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Em 11 de novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença arbitral parcial, em razão dessas graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. O processo judicial ainda se encontra pendente e sujeito a recursos. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça. A Petrobras reitera que continuará a se defender vigorosamente, em respeito a seus atuais acionistas, em todas as arbitragens de que é parte.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2022, não ocorreram eventos que modificassem a avaliação sobre as arbitragens no Brasil.

18.6. Processo judicial – Empréstimo Compulsório - Eletrobras

O governo brasileiro, pretendendo financiar a expansão do sistema elétrico nacional, estabeleceu o empréstimo compulsório em favor da Eletrobrás, que durou até 1993. O empréstimo era cobrado nas contas de energia elétrica dos consumidores.

Em 2010, a companhia ingressou com ação judicial com vistas a ter reconhecido o seu direito de receber as diferenças de correção monetária e juros de empréstimo compulsório da Eletrobrás, relativamente à terceira conversão de ações da Eletrobrás, no período de 1987 a 1993.

O processo teve trânsito em julgado favorável em dezembro de 2022, em relação ao mérito do processo. Atualmente, encontra-se no início da fase de execução, quando haverá a apuração e liquidação do crédito da companhia. Considerando que ainda pendem discussões judiciais acerca da metodologia de cálculo para esta apuração, o valor do ativo contingente será aferido no curso do processo.

18.7. Ações judiciais propostas por Distribuidoras de Gás Natural e outros

Em 2022, a Petrobras celebrou acordos com a CEGÁS, SCGÁS e ES GÁS, com o objetivo de pôr fim aos litígios existentes e pacificar questões controvertidas em relação ao preço do gás natural fornecido, com base nas condições econômicas atuais do mercado de gás natural. No caso da ES GÁS, os novos contratos de compra e venda de gás foram assinados e entraram em vigor em fevereiro de 2023. Em relação ao Estado de Minas Gerais, a questão permanece judicializada, porém a cobrança do preço do gás continua sendo realizada conforme o Contrato em vigor firmado entre Petrobras e GASMIG.

A comercialização de gás pela Petrobras, no Estado do Rio de Janeiro, vem ocorrendo nos termos das liminares deferidas, observando as condições dos contratos de fornecimento de gás que terminariam em 31 de dezembro de 2021 e tiveram seus termos prorrogados pelas citadas liminares.

No Estado de Sergipe, a comercialização de gás vem ocorrendo nos termos da liminar deferida em processo que tramita sob segredo de justiça.

Prática contábil

A companhia reconhece provisões para perdas em processos judiciais e administrativos nos casos em que as avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e julgamentos da Administração consideram provável o desembolso de caixa futuro e sejam atendidas as demais condições para o reconhecimento de uma provisão.

Os passivos contingentes com expectativa de perda provável que não podem ter seu valor mensurado e aqueles com expectativa de perda possível são divulgados em notas explicativas, considerando as melhores informações disponíveis até a data da divulgação.

A metodologia adotada para mensuração das provisões está descrita na nota explicativa 4.4.

Os ativos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for provável e os valores forem materiais. Caso a entrada de benefícios econômicos seja praticamente certa, o que, em geral, considera o trânsito em julgado, e cujo valor seja possível de ser mensurado com segurança, o ativo relacionado deixa de ser um ativo contingente e seu reconhecimento é adequado.

19. Provisão para desmantelamento de áreas

O quadro a seguir detalha o valor da provisão de desmantelamento por área de produção:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Terra	2.182	4.868	1.686	4.421
Águas rasas	22.951	20.825	22.951	20.825
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	52.114	46.989	52.114	46.989
Pré-sal	19.801	14.478	19.801	14.478
Total	**97.048**	**87.160**	**96.552**	**86.713**

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Saldo inicial	87.160	97.595	86.713	97.194
Revisão de provisão	18.313	(6.628)	18.255	(6.638)
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(6.436)	(3.804)	(6.436)	(3.804)
Utilização	(4.415)	(3.935)	(4.413)	(3.917)
Atualização de juros	2.453	3.902	2.433	3.878
Outros	(27)	30	–	–
Saldo final	**97.048**	**87.160**	**96.552**	**86.713**

O aumento no saldo da provisão no ano de 2022, reflete, em grande parte: i) a revisão de premissas técnicas e de escopo de poços e equipamentos; ii) a revisão do planejamento das operações de descomissionamento da companhia; e, iii) ao prolongamento do ano de corte econômico das concessões, devido, principalmente, ao aumento do preço do *Brent*.

Os aumentos foram parcialmente compensados pelas reduções decorrentes: i) do aumento da taxa de desconto real ajustada ao risco para 4,41% a.a. (3,02% em 2021); ii) da conclusão das vendas dos campos de produção de óleo e gás de Papa Terra, Cangoá e Peroá e dos campos dos Polos Alagoas, Carmópolis, Fazenda Belém e Recôncavo, que resultou na baixa da provisão associada aos campos e polos; iii) da valorização do Real frente ao Dólar norte americano, com impacto nas estimativas dos custos em Dólar; e iv) da atualização da base de desconto de 2021 para 2022.

A provisão associada a projetos de desinvestimento de ativos de E&P classificados no mantido para venda, foi transferida para o passivo mantido para venda. Refere-se, principalmente, às movimentações relativas ao Polo Potiguar, no Rio Grande do Norte, ao Campo de Albacora Leste, no Rio de Janeiro, aos Polos Golfinho e Camarupim, no Espírito Santo e ao Polo Norte Capixaba, no Espírito Santo, conforme nota explicativa 30. Em 2021, as transferências estão relacionadas, basicamente, ao Polo Alagoas, ao Campo de Papa-Terra, ao Polo Peroá, ao Polo Miranga e ao Campo de Búzios.

Prática contábil

O reconhecimento inicial das obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações ocorre após a declaração de comercialidade do campo de produção de óleo e gás. Os cálculos das estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são complexos e envolvem julgamentos significativos, conforme nota explicativa 4.5 sobre estimativas e julgamentos relevantes.

As estimativas são revisadas anualmente com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. Quando a revisão das estimativas resultar em aumento da provisão para desmantelamento de áreas, a contrapartida é um aumento do ativo correspondente. Caso contrário, se resultar em diminuição da provisão, a contrapartida é uma redução do ativo, que não pode exceder o seu valor contábil. Eventual parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais.

20. Outros ativos e passivos

Ativo		Consolidado		Controladora	
		2022	2021	2022	2021
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	5.673	5.360	5.136	4.797
Adiantamentos a fornecedores	(b)	8.147	1.720	10.274	2.916
Despesas antecipadas	(c)	1.892	1.660	1.367	1.279
Operações com derivativos	(d)	281	172	15	–
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	368	1.463	3.510	3.280
Outros		1.016	1.118	872	891
		17.377	**11.493**	**21.174**	**13.163**
Circulante		9.271	8.777	11.651	10.469
Não circulante		8.106	2.716	9.523	2.694

Passivo		Consolidado		Controladora	
		2022	2021	2022	2021
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	7.068	6.170	7.063	6.161
Retenções contratuais	(g)	3.134	2.908	3.031	2.492
Adiantamento de clientes	(h)	4.726	3.383	3.853	3.315
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	3.519	3.170	3.239	2.760
Impostos e contribuições	(j)	1.531	796	1.531	796
Dividendos não reclamados	(k)	1.258	451	1.258	451
Operações com derivativos	(d)	767	1.574	424	1.240
Credores diversos		496	466	493	446
Outros		3.451	3.550	3.297	3.210
		25.950	**22.468**	**24.189**	**20.871**
Circulante		15.660	10.464	13.384	8.745
Não circulante		10.290	12.004	10.806	12.126

Em 2022, o aumento de outros ativos reflete, principalmente, a variação de adiantamento a fornecedores, referente à construção das plataformas P-80, P-82 e P-83. O aumento de outros passivos decorre, em sua maior parte, de adiantamento de clientes, com destaque para a venda da participação da concessão de Albacora Leste e pelas obrigações oriundas de desinvestimento pela alienação do polo de Pampo e Enchova.

As referências a seguir detalham a natureza das operações que compõem os saldos de outros ativos e passivos:

a) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas aos financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), bem como depósitos de margem de garantia para fazer face às operações com derivativos, financeiros e de commodities, contratadas em mercados futuros e de balcão. Adicionalmente, há valores aplicados em fundos de investimentos oriundos de recursos de contas garantia relacionados às operações dos desinvestimentos na TAG e na NTS.

b) Valores cuja compensação deverá ser realizada mediante o fornecimento de materiais ou prestação de serviços contratados junto aos fornecedores.

c) Gastos com afretamentos de plataformas e aluguéis de equipamentos em situações em que o início das operações foi postergado por conta de exigências legais ou pela necessidade de adequações técnicas.

d) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.

e) Disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.

f) Provisões de indenizações contratuais e de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a ser realizada ao comprador, referente a parcela de gastos com abandono de poços, dutos e equipamentos dos ativos desinvestidos. A liquidação das provisões segue cronogramas de descomissionamento, com pagamentos iniciados entre dois e três meses após a data considerada para execução das operações, conforme os prazos contratuais de reembolso de abandono dos respectivos campos de petróleo.

g) Parcelas retidas de obrigações junto a fornecedores para garantia da execução de contrato firmado, registradas por ocasião do vencimento de tais obrigações. As retenções contratuais serão pagas aos fornecedores por ocasião do encerramento do contrato, quando da emissão do termo de encerramento contratual.

h) Valores referentes ao recebimento antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços.

i) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.

j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 16.

k) Dividendos colocados à disposição dos acionistas e não pagos devido a existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco custodiante das ações e com a própria Petrobras, conforme nota explicativa 33.

Prática contábil

O reconhecimento contábil das obrigações oriundas de desinvestimento está a valor presente, utilizando taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia, sendo a melhor estimativa de desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. As obrigações estão sujeitas a significativas alterações à medida em que os cronogramas de execução de atividades forem atualizados e detalhados pelas compradoras.

21. "Operação Lava Jato" e seus reflexos na companhia

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a companhia considerou todas as informações disponíveis e monitorou as investigações da "Operação Lava Jato", não tendo sido identificadas novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará no monitoramento das investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

A companhia continua acompanhando as investigações e colaborando efetivamente com os trabalhos das autoridades nacionais e estrangeiras, incluindo a Polícia Federal, Ministério Público Federal, Poder Judiciário, Tribunal de Contas da União (TCU) e Controladoria Geral da União para que todos os crimes e irregularidades sejam apurados.

Em 2022, a companhia reconheceu em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de R$ 499 (R$ 1.272 em 2021). Estes recursos estão apresentados como outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de R$ 6.220 reconhecidos em períodos anteriores, visando a posição acumulada.

Em 12 de janeiro de 2023, a companhia recebeu o montante de R$ 456, recuperados por meio de acordo de leniência celebrado pela empresa UOP LLC – subsidiária da Honeywell International Inc. com a Controladoria Geral da União (CGU) e a Advocacia Geral da União (AGU). Informações adicionais sobre o assunto estão apresentadas na nota explicativa 37.

21.1. Investigações envolvendo a companhia

Ministério Público / Inquérito Civil

Em 15 de dezembro de 2015, foi editada a Portaria de Inquérito Civil nº 01/2015, pelo Ministério Público do Estado de São Paulo (MP/SP), instaurando Inquérito Civil para apuração de potenciais danos causados aos investidores no mercado de valores mobiliários, tendo a Petrobras como representada. Após decisão da Procuradoria Geral da República, este inquérito foi remetido ao Ministério Público Federal, uma vez que o MP/SP não detém competência legal para a condução do procedimento. Em maio de 2022, a Petrobras tomou conhecimento de que o procedimento, que tramitava em sigilo, foi arquivado em fevereiro de 2021.

22. Compromisso de compra de gás natural

O contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras e Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos – YPFB possuía vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA foi automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirados pela Petrobras.

Em 6 de março de 2020, por meio de aditivo contratual, a quantidade diária contratada (QDC) foi modificada de 30,08 milhões de m³ por dia para 20 milhões de m³ por dia, que passou a vigorar a partir de 11 de março de 2020. Em 05 de agosto de 2022, por meio de novo aditivo contratual, as Partes modificaram mais uma vez o GSA ajustando, entre outros aspectos, os compromissos de fornecimento e de pagamento mínimos que passaram de constante anual para sazonal mensal. Ademais, foi consolidado e atualizado o referido volume contratado.

Assim sendo, em 31 de dezembro de 2022, a quantidade firme contratada do GSA, correspondente à obrigação de entrega da YPFB, para o ano de 2023 é de aproximadamente 5,76 bilhões de m³ de gás natural, equivalentes a 15,77 milhões de m³ por dia na média anual, que corresponde a um valor total estimado de US$ 1,51 bilhão.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Em 1º de janeiro de 2023, o dispositivo contratual referente à prorrogação, anteriormente mencionado, indica uma extensão do GSA, no mínimo, até janeiro de 2026, considerando-se uma retirada na base da Quantidade Diária Garantida pela YPFB (ou seja, retirando-se todos os dias o volume máximo contratado), a qual oscila entre 20,00 milhões de m³ por dia e 8,00 milhões de m³ por dia (limites em base mensal). Isso, representando um valor total adicional estimado de US$ 3,81 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2023 e janeiro de 2026.

Caso a retirada ocorra na base da Quantidade Diária Garantida pela Petrobras (*take-or-pay*), a qual oscila entre 14,00 milhões de m³ por dia e 5,60 milhões de m³ por dia (limites em base mensal), a referida prorrogação será estendida, no máximo, até maio de 2028, representando um valor total adicional estimado de US$ 3,47 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2023 e maio de 2028.

23. Imobilizado

23.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens(*)	Ativos em construção(**)	Gastos c/exploração e desenvolvimento(***)	Direitos de Uso	Consolidado Total	Controladora Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**13.302**	**296.471**	**94.430**	**200.046**	**95.157**	**699.406**	**717.355**
Custo acumulado	22.770	547.365	139.857	345.470	147.222	1.202.684	1.149.507
Depreciação e *impairment* acumulado (****)	(9.468)	(250.894)	(45.427)	(145.424)	(52.065)	(503.278)	(432.152)
Adições	1	4.323	38.936	247	36.269	79.776	85.325
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	–	–	–	17.135	–	17.135	17.077
Juros capitalizados	–	–	5.267	–	–	5.267	5.226
Transferência de Bônus de Assinatura (*****)	–	–	–	6.008	–	6.008	6.008
Baixas	(109)	(3.709)	(11.042)	(3.287)	(7.308)	(25.455)	(24.675)
Transferências (******)	663	26.970	(44.476)	18.395	13	1.565	285
Transferências para ativos mantidos para venda	(155)	(9.357)	(2.098)	(10.085)	(726)	(22.421)	(22.116)
Depreciação, amortização e depleção	(455)	(24.498)	–	(27.370)	(23.089)	(75.412)	(78.677)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	–	(3.621)	(3.165)	(738)	(66)	(7.590)	(7.539)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	–	1.169	78	272	–	1.519	1.517
Ajuste acumulado de conversão	(6)	(8)	(506)	(86)	(10)	(616)	–
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**13.241**	**287.740**	**77.424**	**200.537**	**100.240**	**679.182**	**699.786**
Custo acumulado	22.659	550.097	124.904	352.617	154.805	1.205.082	1.158.091
Depreciação e *impairment* acumulado (****)	(9.418)	(262.357)	(47.480)	(152.080)	(54.565)	(525.900)	(458.305)

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens(*)	Ativos em construção(**)	Gastos c/exploração e desenvolvimento(***)	Direitos de Uso	Consolidado Total	Controladora Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**15.812**	**304.940**	**80.255**	**161.958**	**82.469**	**645.434**	**670.088**
Custo acumulado	28.322	557.080	143.142	316.486	123.578	1.168.608	1.120.987
Depreciação e *impairment* acumulado (****)	(12.510)	(252.140)	(62.887)	(154.528)	(41.109)	(523.174)	(450.899)
Adições	–	8.914	31.073	22	37.179	77.188	77.702
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	–	–	–	(6.046)	–	(6.046)	(6.056)
Juros capitalizados	2	–	5.217	–	–	5.219	5.145
Transferência de Bônus de Assinatura (*****)	–	–	–	61.395	–	61.395	61.395
Baixas	(214)	(3.082)	(3.217)	(8.692)	(1.506)	(16.711)	(16.706)
Transferências (******)	(1.472)	16.039	(16.967)	9.382	11	6.993	(179)
Transferências para ativos mantidos para venda	(292)	(15.451)	(3.046)	(4.406)	(84)	(23.279)	(17.423)
Depreciação, amortização e depleção	(532)	(22.833)	–	(23.472)	(23.070)	(69.907)	(74.558)
Impairment – constituição	–	(2.089)	(9)	(152)	(23)	(2.273)	(2.272)
Impairment – reversão	–	9.623	615	9.953	180	20.371	20.219
Ajuste acumulado de conversão	(2)	410	509	104	1	1.022	–
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**13.302**	**296.471**	**94.430**	**200.046**	**95.157**	**699.406**	**717.355**
Custo acumulado	22.770	547.365	139.857	345.470	147.222	1.202.684	1.149.507
Depreciação e *impairment* acumulado (****)	(9.468)	(250.894)	(45.427)	(145.424)	(52.065)	(503.278)	(432.152)

(*) Composto por plataformas de produção, refinarias, termelétricas, unidades de tratamento de gás, dutos e outras instalações de operação, armazenagem e produção, incluindo equipamentos submarinos de produção e escoamento de óleo e gás depreciados pelo método das unidades produzidas.
(**) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 12.
(***) Composto por ativos de exploração e produção relacionados a poços, abandono de áreas, bônus de assinatura associados a reservas provadas e outros gastos diretamente vinculados à exploração e produção, exceto plataformas de produção (campos produtores de petróleo e gás).
(****) No caso dos terrenos e ativos em construção, refere-se apenas às perdas por *impairment*.
(*****) Transferência do Intangível referente a campos de Atapu, Sépia e Itapu em 2022 (referente a Búzios em 2021).
(******) Inclui principalmente transferências entre tipos de ativos e transferências de adiantamentos a fornecedores.

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2022 foram destinados, principalmente, para o desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, prioritariamente no polo pré-sal (Búzios, Mero, Tupi, Itapu, entre outros), incluindo a contratação de novos arrendamentos.

23.2. Tempo de vida útil estimada

O tempo de vida útil dos ativos depreciados pelo método linear são demonstrados a seguir:

Ativo	Tempo de vida útil médio ponderado em anos
Edificações e benfeitorias	40 (25 a 50)
Equipamentos e outros bens	20 (3 a 31) - exceto ativos pelo método de unidade produzida
Gastos com exploração e desenvolvimento	Método de unidade produzida
Direitos de uso	8 (2 a 47)

A abertura por tempo de vida útil estimada das edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens é a seguinte:

	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
Vida útil estimada	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2022
até 5 anos	24.847	(20.319)	4.528
6 - 10 anos	43.391	(32.811)	10.580
11 - 15 anos	28.396	(9.222)	19.174
16 - 20 anos	144.554	(86.561)	57.993
21 - 25 anos	157.549	(40.221)	117.328
25 - 30 anos	61.188	(18.155)	43.033
30 anos em diante	24.002	(9.679)	14.323
Método da Unidade Produzida	88.214	(54.774)	33.440
	572.141	**(271.742)**	**300.399**
Edificações e benfeitorias	22.044	(9.385)	12.659
Equipamentos e outros bens	550.097	(262.357)	287.740

23.3. Direitos de uso

O quadro a seguir demonstra a abertura por tipo de ativo e por cláusulas de reajuste com possíveis impactos na depreciação e *impairment* acumulado, conforme a seguir:

	Plataformas	Embarcações	Imóveis e outros	Consolidado Total	Controladora Total
31.12.2022					
Custo acumulado	65.758	77.159	11.888	154.805	167.727
Depreciação e *impairment* acumulado	(17.704)	(34.092)	(2.769)	(54.565)	(57.517)
Sem cláusula de reajuste contratual	–	(27.769)	(334)	(28.103)	–
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(17.704)	(1.134)	–	(18.838)	(57.517)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	–	(5.189)	(2.435)	(7.624)	–
Total	**48.054**	**43.067**	**9.119**	**100.240**	**110.210**
31.12.2021					
Custo acumulado	74.562	62.875	9.785	147.222	160.538
Depreciação e *impairment* acumulado	(19.652)	(29.410)	(3.003)	(52.065)	(54.117)
Sem cláusula de reajuste contratual	–	(24.413)	(543)	(24.956)	(26.646)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(19.652)	(1.095)	–	(20.747)	(18.981)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	–	(3.902)	(2.460)	(6.362)	(8.490)
Total	**54.910**	**33.465**	**6.782**	**95.157**	**106.421**

Prática contábil

Os ativos imobilizados estão demonstrados pelos custos de aquisição ou custos de construção, que compreendem também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação, bem como, quando aplicável, a estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde o ativo está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

Os gastos com grandes manutenções planejadas efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho das unidades industriais, das unidades marítimas de produção e dos navios são reconhecidos no ativo imobilizado quando o prazo de campanha for superior a doze meses e houver previsibilidade das campanhas. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção. Os gastos com as manutenções que não atendem a esses requisitos são reconhecidos como despesas no resultado do exercício.

As peças de reposição e os sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizados em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidos e depreciados junto com o bem principal.

Os encargos financeiros sobre empréstimos diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos são capitalizados como parte dos custos desses ativos.

No caso de recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, os encargos financeiros são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento.

A companhia cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja concluído. Geralmente, a capitalização dos juros é suspensa, entre outros motivos, quando os ativos qualificáveis não recebem investimentos significativos por período igual ou superior a 12 meses.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada, cuja vida útil não seja inferior à vida do campo (tempo de exaustão das reservas), são depletados pelo método das unidades produzidas, incluindo direitos e concessões como o bônus de assinatura.

Pelo método de unidades produzidas, a taxa de depleção é calculada com base na produção mensal do respectivo campo produtor em relação a sua respectiva reserva provada desenvolvida, exceto para o bônus de assinatura, cuja taxa é calculada considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor da área a que o bônus de assinatura se refere.

Os ativos depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que são revisadas anualmente e demonstradas na nota explicativa 23.2, são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo; (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás. Os terrenos não são depreciados.

Os ativos de direito de uso são apresentados como ativo imobilizado e, de acordo com as vidas úteis de seus respectivos ativos subjacentes e as características dos contratos de arrendamento (prazo, transferência do ativo ou exercício de opção de compra), são depreciados pelo método linear com base nos prazos contratuais.

23.4. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural operados pela Petrobras

Durante o exercício de 2022, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP dos campos Anequim, Congro, Corvina, Garoupa, Garoupinha, Malhado, Namorado, Parati e Viola, que estavam com a produção paralisada desde 2020, resultando em baixas no montante de R$ 3.247, em outras despesas operacionais (em 2021, as baixas por devolução somaram R$ 145, referente aos campos Bijupirá, Salema, Lagosta e Merluza).

23.5. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica, a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção, foi de 6,55% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 (6,17% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2021).

24. Intangível

24.1. Por tipo de ativos

	Direitos e Concessões (*)	Softwares	Ágio (goodwill)	Consolidado Total	Controladora Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**15.037**	**1.719**	**123**	**16.879**	**16.682**
Custo acumulado	15.312	7.373	123	22.808	21.769
Amortização e *impairment* acumulado	(275)	(5.654)	–	(5.929)	(5.087)
Adições	4.281	936	–	5.217	5.158
Juros capitalizados	–	52	–	52	52
Baixas	(56)	(29)	–	(85)	(29)
Transferências	(61)	(2)	–	(63)	(57)
Transferência de Bônus de Assinatura (**)	(6.008)	–	–	(6.008)	(6.008)
Amortização	(18)	(376)	–	(394)	(372)
Impairment - constituição	–	(6)	–	(6)	–
Ajuste acumulado de conversão	(11)	–	–	(11)	–
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**13.164**	**2.294**	**123**	**15.581**	**15.426**
Custo acumulado	13.453	8.144	123	21.720	20.864
Amortização e *impairment* acumulado	(289)	(5.850)	–	(6.139)	(5.438)
Tempo de vida útil estimado em anos	(***)	5	Indefinida		

	Direitos e Concessões (*)	Softwares	Ágio (goodwill)	Consolidado Total	Controladora Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**76.464**	**1.089**	**125**	**77.678**	**77.258**
Custo acumulado	76.925	6.467	125	83.517	82.110
Amortização e *impairment* acumulado	(461)	(5.378)	–	(5.839)	(4.852)
Adições	568	893	–	1.461	1.357
Juros capitalizados	–	25	–	25	25
Baixas	(63)	(19)	(2)	(84)	(62)
Transferências	(513)	17	–	(496)	(206)
Transferência de Bônus de Assinatura (**)	(61.395)	–	–	(61.395)	(61.395)
Amortização	(29)	(292)	–	(321)	(295)
Impairment - reversão	–	6	–	6	–
Ajuste acumulado de conversão	5	–	–	5	–
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**15.037**	**1.719**	**123**	**16.879**	**16.682**
Custo acumulado	15.312	7.373	123	22.808	21.769
Amortização e *impairment* acumulado	(275)	(5.654)	–	(5.929)	(5.087)
Tempo de vida útil estimado em anos	(***)	5	Indefinida		

(*) Composto principalmente por bônus de assinatura, pagos em contratos de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e partilha de produção, além de concessões de serviços públicos, marcas e patentes e outros.
(**) Transferência para Imobilizado referente aos campos de Atapu, Sépia e Itapu em 2022 (referente a Búzios em 2021).
(***) Composto principalmente por ativos com vida útil indefinida cuja avaliação é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

24.2. Resultado de Leilão da ANP

Blocos Sudoeste de Sagitário, Água Marinha e Norte de Brava - 1º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha da Produção

Em 16 de dezembro de 2022, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos blocos Sudoeste de Sagitário, Água Marinha e Norte de Brava no 1º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha da Produção, realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O valor total do bônus de assinatura, no montante de R$ 729, a ser pago pela Petrobras no primeiro trimestre de 2023, será registrado contabilmente no ativo intangível no momento do pagamento.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

A aquisição de Sudoeste de Sagitário ocorreu em conjunto com a Shell Brasil, com 40% de participação, sendo a Petrobras operadora com participação de 60%.

Em Água Marinha, a Petrobras também atuará como operadora, com participação de 30%, em parceria com a TotalEnergies EP (30%), Petronas (20%), e QatarEnergy (20%).

O bloco Norte de Brava foi adquirido integralmente pela Petrobras.

24.3. Excedentes da Cessão Onerosa (ECO)

Atapu e Sépia

Em 27 de abril de 2022, a Petrobras celebrou o Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Atapu em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda (Shell - 25%) e a TotalEnergies EP Brasil Ltda. (TotalEnergies - 22,5%), e o Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Sépia, em consórcio com as empresas TotalEnergies (28%), Petronas Petróleo Brasil Ltda. (Petronas - 21%) e QP Brasil Ltda. (QP - 21%). Estes contratos estão vinculados à 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa no regime de Partilha de Produção, ocorrida em 17 de dezembro de 2021.

Os Acordos de Coparticipação (Acordos) e os Aditivos ao Acordo de Individualização da Produção de Atapu e Sépia (AIPs), necessários para gerir as jazidas coincidentes contidas na área do Contrato de Cessão Onerosa e na área do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa, também foram celebrados em 27 de abril de 2022.

As compensações devidas à Petrobras para Atapu e Sépia, que incluem uma estimativa preliminar do *gross up* dos impostos incidentes, nos termos da Portaria nº 08 de 19 de abril de 2021 do MME (Portaria MME nº 8/2021), foram pagas pelos parceiros nos dias 13, 26 e 27 de abril de 2022, sendo o montante de R$ 9.960 na compensação de Atapu e R$ 14.552 na compensação de Sépia.

Os Acordos passaram a vigorar em 2 de maio de 2022, após o atestamento pela Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) quanto à adimplência dos contratados com o pagamento da compensação, conforme estabelecido na Portaria nº 519 de 21 de maio de 2021 do MME.

Na data de início da vigência dos Acordos foi realizada a baixa parcial dos imobilizados e intangíveis associados aos campos de Atapu e Sépia, em troca da compensação financeira, resultando em uma transação análoga a uma venda.

O bônus de assinatura correspondente à participação da companhia no Contrato de Partilha da Produção (Volumes Excedentes da Cessão Onerosa) em Sépia foi de R$ 2.141 e, em Atapu, no valor de R$ 2.101.

Uma vez que se tratou de um leilão especial, relacionado ao excedente de produção de campos com viabilidades técnicas e comerciais já definidas, o valor do bônus de assinatura pago no primeiro trimestre de 2022 (R$ 4.242) foi reconhecido no ativo imobilizado após o início da vigência do Acordo.

A companhia apurou o montante de R$ 650, sendo R$ 300 para Atapu e R$ 350 para Sépia, decorrente da diferença entre a estimativa preliminar e a apuração final do *gross up* dos impostos incidentes sobre o lucro líquido gerado pela transferência de propriedade dos ativos da Petrobras para o regime de Partilha de Produção, conforme previsto na Portaria MME nº 08/2021. Esse montante foi recebido pela Petrobras em julho de 2022 dos parceiros de Atapu e Sépia.

Adicionalmente, conforme estabelecido na Portaria Normativa MME nº 08/2021, nos períodos em que o preço do petróleo tipo Brent atingir média anual superior a US$ 40/bbl, mas limitado a US$ 70/bbl, será devido um complemento (*Earn Out*) às compensações de Atapu e Sépia. Entre os anos de 2022 e 2032, o *Earn Out* é estimado em até US$ 5.244 milhões.

No exercício de 2022, a companhia reconheceu parte desse ativo contingente relativo ao *Earn Out* dos anos de 2022 e 2023, no montante de R$ 3.619 (US$ 693 milhões), em outras receitas operacionais, considerando a entrada dos benefícios econômicos como praticamente certos, sendo: (i) US$ 384 milhões, cujo recebimento ocorreu em janeiro de 2023, conforme nota explicativa 37; e (ii) US$ 309 milhões com previsão de recebimento em 2024.

Tais complementos são exigíveis a partir do último dia útil do mês de janeiro do ano subsequente de cada período de apuração.

O resultado consolidado da operação, apresentado em outras receitas operacionais, incluindo o *Earn Out* referente ao exercício de 2022, foi de R$ 17.809, sendo R$ 6.211 de Atapu e R$ 11.598 de Sépia.

Búzios

Em 6 de novembro de 2019, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou a Primeira Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, na qual a Petrobras adquiriu 90% de participação do direito de exploração e produção do volume excedente ao Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (CNODC) - 5% e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (CNOOC) - 5%.

Os gastos incorridos pela Petrobras nas operações ordinárias da área licitada em benefício do consórcio, realizados anteriormente ao início da vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios, e não inclusos no valor total da compensação, no montante atualizado de R$ 319, foram ressarcidos à Petrobras pelos parceiros CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda (CNODC) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda (CPBL) em fevereiro de 2022.

Adicionalmente, em 4 de março de 2022, a Petrobras assinou acordo com sua parceira CPBL pela transferência de 5% de sua participação no Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente do Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, na camada pré-sal da bacia de Santos. O acordo resulta da opção de compra de participação exercida pela CPBL em 29 de setembro de 2021.

Em 24 de novembro de 2022, a Petrobras recebeu o montante de R$ 10.289, referente à compensação e ao reembolso do bônus de assinatura da participação adicional da CPBL e que inclui os ajustes previstos no contrato até a data de fechamento. A conclusão da operação ocorreu em 30 de novembro de 2022, com a assinatura do termo aditivo ao Contrato de Partilha de Produção pelo Ministério de Minas e Energia. O Acordo passou a vigorar em 1º de dezembro de 2022.

O resultado da operação, apresentado em outras receitas operacionais, foi de R$ 3.886.

Após a efetivação da operação, a Petrobras detém 85% de participação no Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente do Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, a CPBL detém 10% de participação e a CNODC, 5%. A participação total neste Contrato de Coparticipação de Búzios, incluindo as parcelas do Contrato da Cessão Onerosa e do Contrato de Concessão BS-500 (100% da Petrobras), é de 88,99% da Petrobras, 7,34% da CPBL e 3,67% da CNODC.

24.4. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural

Em 2022 não houve devolução de blocos exploratórios à ANP. Em 2021, foram devolvidos 3 blocos exploratórios situados nas Bacias de Santos e Potiguar, totalizando R$ 17 em direitos exploratórios.

Prática contábil

Os ativos intangíveis estão demonstrados pelos custos de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

Em regra geral, o valor do bônus de assinatura é reclassificado para conta do ativo imobilizado, pelo seu valor integral, quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para o primeiro campo de uma área. Enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados. Os demais intangíveis de vida útil definida são amortizados linearmente pela vida útil estimada.

O valor do bônus de assinatura é reclassificado para o ativo imobilizado de forma parcial caso, no momento da definição da viabilidade técnica e comercial do primeiro campo de um bloco, haja atividades exploratórias em execução em diferentes localidades do bloco, de forma que possam ser estimados volumes de óleo e gás para outros eventuais reservatórios da área. Desta forma, o valor reclassificado tem por base a proporção entre o volume de óleo e gás esperado (*oil in place* - VOIP) de um reservatório específico e o volume total de óleo e gás esperado para todos os eventuais reservatórios da área.

Caso as atividades exploratórias nas áreas remanescentes não resultem em viabilidades técnica e comercial, o valor correspondente do bônus de assinatura não é baixado, mas transferido para o imobilizado e acrescido ao valor do bônus de assinatura vinculado a localidade que foi anteriormente avaliada como viável técnica e comercialmente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*). A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente.

25. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

Consolidado

	2022	2021
Reconhecimento de (perda) / reversão		
Imobilizado	(6.071)	18.098
Intangível	(6)	6
Imobilizado e Intangível	**(6.077)**	**18.104**
Ativos mantidos para venda	(782)	(1.214)
	(6.859)	**16.890**
Investimentos	(32)	1.904
Efeito líquido em resultado do exercício	**(6.891)**	**18.794**
Reconhecimento de perda	(8.510)	(3.324)
Reversão de perda	1.619	22.118

A companhia avalia a recuperabilidade dos ativos anualmente, ou quando existe um indicativo de desvalorização ou de reversão de perdas por *impairment* reconhecidas em exercícios anteriores.

Em 1º de dezembro de 2022, a Administração concluiu e aprovou seu PE 23-27, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas.

A curva de produção de óleo e gás estimada no período 2023-2027 indica um crescimento contínuo focado no desenvolvimento de projetos que geram valor, com aumento da participação dos ativos no pré-sal que possuem menor custo de extração. Ao longo desse período, está prevista a entrada em operação de 18 novos sistemas de produção, sendo todos alocados em projetos em águas profundas e ultra profundas.

O investimento previsto para o período 2023-2027 é de US$ 78 bilhões, dos quais 83% estão alocados à Exploração e Produção de petróleo e gás (E&P), sendo cerca de US$ 43 bilhões destinados para os ativos do pré-sal.

25.1. Imobilizado e Intangível

Consolidado

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	(Perda) Reversão (***)	Segmento	Comentários
					2022
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	43.343	40.421	(3.293)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	2.536	38	(2.498)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b1)
Utilidades Itaboraí	4.797	4.054	(743)	Gás & Energia, Brasil	Ver item (c)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	4.132	4.601	469	RTC, Brasil	Ver item (d1)
Outros			(12)	Diversos	
Total 2022			**(6.077)**		

Consolidado

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	(Perda) Reversão (***)	Segmento	Comentários
					2021
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	132.449	203.107	17.839	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	1.370	–	(1.370)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	2.252	4.281	2.029	RTC, Brasil	Ver item (d2)
Outros			(394)	Diversos	
Total 2021			**18.104**		

(*) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por *impairment* ou reversões.
(**) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos mantidos para venda ou quando indicado, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.
(***) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas por desvalorização e as reversões calculadas individualmente para cada UGC. Dessa forma, há casos em que são apuradas reversões de *impairment* limitadas ao valor das perdas registradas anteriormente, fazendo com que a coluna de "(Perda) Reversão" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis, testados individualmente ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC, a companhia considerou as seguintes projeções:

- Vida útil baseada na expectativa de utilização dos ativos ou conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da companhia;
- Premissas e orçamentos aprovados pela Administração para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- Taxa de desconto que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital* - WACC) pós-imposto, ajustada por um prêmio de risco específico, nos casos de projetos postergados por extenso período, ou risco específico do país, nos casos de ativos no exterior. O uso de taxas de desconto pós-impostos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

As estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2022 foram:

Plano Estratégico 2023-2027	2023	2024	2025	2026	2027	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US$/barril)	85	80	75	70	65	55
Taxa média de câmbio em termos reais - R$/US$	5,02	5,00	5,00	4,97	4,88	4,76

Em 2021, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano Estratégico 2022-2026	2022	2023	2024	2025	2026	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US$/barril)	72	65	60	55	55	55
Taxa média de câmbio em termos reais - R$/US$	5,40	5,33	5,19	5,15	5,14	5,08

As taxas de desconto pós-imposto em moeda constante aplicadas nos testes que resultaram nas principais perdas/reversões de perdas nos valores recuperáveis foram:

Setor	31.12.2022	31.12.2021
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,3% a.a.	6,4% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	7,1% a.a.	6,2% a.a.
Utilidades de Gás	5,7% a.a.	5,1% a.a.

Demais informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e sobre as definições das UGCs são apresentadas na nota explicativa 4.2 e envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

As informações sobre as principais perdas no valor de recuperação/reversões de perdas em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2022

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de R$ 3.293, predominantemente no campo de Roncador (R$ 2.716), em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de áreas, bem como de alterações nas previsões de eficiência operacional, que impactaram negativamente as curvas de produção do campo.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2021

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em reversões de perdas líquidas no montante de R$ 17.839, predominantemente nas UGCs de produção do pós-sal, e refletiram a atualização das premissas-chave do PE 22-26, em especial, o aumento no preço do Brent.

b1) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2022

Nossas avaliações identificaram perdas líquidas de R$ 2.498 relacionadas aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P, principalmente em função da decisão pela paralisação em definitivo das operações das plataformas P-18, P-19, P-20, P-35 e P-47 no campo de Marlim em 2022, com perdas líquidas por desvalorização de R$ 2.097.

b2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2021

Nossas avaliações identificaram perdas de R$ 1.370 relacionadas aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P. Essas perdas refletiram, principalmente, a decisão pela paralisação em definitivo das plataformas P-26 e P-33 no campo de Marlim (R$ 1.143).

c) Utilidades Itaboraí – 2022

Postergação do início das operações da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Polo Gaslub de Itaboraí, em função da rescisão do contrato com a empresa responsável pelas obras, o que impactou a projeção de receitas e resultou no reconhecimento de perdas líquidas por desvalorização, no montante de R$ 743.

d1) 2º trem de refino da RNEST – 2022

A atualização dos fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorpora as otimizações operacionais e as margens de refino previstas no PE 23-27, implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de R$ 469.

d2) 2º trem de refino da RNEST – 2021

A atualização dos fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorporou a decisão da Administração pela retomada das obras no PE 22-26 implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de R$ 2.029.

25.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

O montante de perda por redução ao valor recuperável tem como base a diferença entre o valor contábil do ativo ou UGC e seu respectivo valor recuperável. Em nossas análises de sensibilidade, observamos que variações nos valores recuperáveis de até 10%, positivas ou negativas, podem, potencialmente, representar efeitos relevantes em alguns ativos ou UGCs específicos, pois estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas ou reversões por *impairment* no futuro, considerando alterações significativas nas premissas que embasam a avaliação.

As tabelas a seguir contêm informações sobre: (a) os ativos ou UGCs com potencial de perdas por *impairment* adicionais em caso de variação negativa de 10% dos valores recuperáveis; e (b) os ativos ou UGCs com potencial de reversão de *impairment* em caso de variação positiva de 10% dos seus valores recuperáveis.

(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (*)	Sensibilidade
Ativos próximos aos seus valores recuperáveis com potencial de *impairment* - UGC Marlim Sul	E&P	28.929	27.991	(938)
Ativos com perdas por *impairment* parcial existente - potencial complemento de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil - Roncador	E&P	38.156	34.340	(3.816)
2º Trem da RNEST	RTC	4.601	4.141	(460)
Utilidades de Itaboraí	G&E	4.054	3.649	(405)
Total potencial de perdas		**75.740**	**70.121**	**(5.619)**

(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (*)	Sensibilidade (**)
Ativos com perdas por *impairment* existente - potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil - Roncador	E&P	38.156	41.971	2.716
2º Trem da RNEST	RTC	4.601	5.061	460
Utilidades de Itaboraí	G&E	4.054	4.459	405
Total potencial de reversão		**46.811**	**51.491**	**3.581**

(*) O valor recuperável foi sensibilizado com -10% e +10% considerando os valores recuperáveis estimados em 31/12/2022.
(**) A sensibilidade apurada, quando da variação positiva de 10% dos valores recuperáveis, considera o valor de *impairment* a ser revertido no limite do saldo de *impairment* acumulado das UGCs impactadas ou no limite dos seus valores recuperáveis, o que for menor.

Prática contábil

Essa avaliação é efetuada para o ativo individual ou ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (UGC). A nota explicativa 4.2 apresenta informações detalhadas sobre as UGCs da companhia.

Os ativos vinculados ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (campos ou polos) e aqueles que têm vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), têm a recuperação do seu valor testada pelo menos anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Considerando as sinergias da Petrobras e suas subsidiárias e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, regularmente o valor recuperável utilizado na realização do teste de recuperabilidade é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado. Tais casos envolvem situações nas quais a companhia identifica e avalia que premissas que seriam utilizadas por participantes de mercado na mensuração do valor justo para precificar o ativo ou a UGC divergem de premissas exclusivas da Petrobras.

Reversões de perdas reconhecidas anteriormente podem ocorrer, exceto com relação às perdas por redução do valor recuperável do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

25.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Ativo ou grupo de ativos, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	(Perda) Reversão (***)	Segmento
				Consolidado
				2022
Campos de produção de óleo e gás	1.963	1.568	(601)	E&P, Brasil
Refinarias e ativos logísticos associados	400	178	(222)	RTC, Brasil
Outros	-	-	41	-
Total 2022			**(782)**	
				2021
Usinas termoelétricas	509	68	(441)	Energia, Brasil
Participações societárias	595	248	(347)	Energia, Brasil
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás	262	–	(262)	E&P, Brasil
Refinarias e ativos logísticos associados	1.425	1.215	(210)	RTC, Brasil
Outros	–	–	46	-
Total 2021			**(1.214)**	

(*) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou grupo de ativos que sofreram perdas por *impairment* ou reversões.
(**) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor justo.
(***) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas e as reversões calculadas individualmente para cada ativo ou grupo de ativos. Dessa forma, há casos em que são apuradas reversões de *impairment* limitadas ao valor das perdas registradas anteriormente, fazendo com que a coluna de "(Perda) Reversão" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

Em 2022, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de R$ 782, decorrentes da avaliação a valor justo, líquido de despesas de venda, principalmente por:

- Campos de produção de óleo e gás: reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R$ 601, em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de áreas de diversas concessões agrupadas no Polo Golfinho (R$ 368), Polo Pescada (R$ 152) e Polo Camarupim (R$ 81); e
- Refinaria e ativos logísticos associados: aprovação da venda da Refinaria de Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR), com perdas reconhecidas no montante de R$ 222.

Em 2021, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de R$ 1.214, decorrentes da avaliação a valor justo, líquido de despesas de venda, principalmente por:

- UTEs Polo Camaçari: conclusão da venda das Usinas Termoelétricas Arembepe, Muryci e Bahia 1, localizadas em Camaçari, no estado da Bahia, que resultou no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R$ 441;
- Breitener: venda da empresa Breitener Energética S.A., no estado do Amazonas, resultando no reconhecimento de perdas líquida no montante de R$ 347;
- Equipamentos vinculados às atividades de produção de óleo e gás: aprovação do processo de alienação da plataforma P-32, resultando no reconhecimento de perdas no valor de R$ 262; e
- Refinaria e ativos logísticos associados: aprovação da venda da refinaria Isaac Sabbá (REMAN), no estado do Amazonas, com reconhecimento de perdas no montante de R$ 69, e da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul/PR, com perdas reconhecidas no montante de R$ 141.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 30.

25.3. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: (i) horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da companhia; e (iii) taxa de desconto pós-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação, especificada para cada caso.

Prática contábil

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade. Na aplicação do teste, o valor contábil do investimento, incluindo o ágio, é comparado com o seu valor recuperável.

Geralmente, o valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado, proporcional à participação no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da coligada ou empreendimento controlado em conjunto, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições.

25.3.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem e Petrobras Distribuidora S.A. - BR, atual Vibra Energia)

Braskem S.A.

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2022, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (21,9% do total) da Braskem S.A. foi avaliada em R$ 7.149, conforme descrito na nota explicativa 29.4. Nessa data base, aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem S.A., o teste de recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem S.A., representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas no valor recuperável.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A. consideraram as projeções de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; a evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); taxa de desconto pós-imposto de 6,7% a.a., em moeda constante, considerando o custo de capital médio ponderado; e reduções na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com aumento no longo prazo. As premissas de taxa de câmbio e preço de petróleo Brent foram as divulgadas na nota explicativa 25.1.

Em 16 de dezembro de 2021, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou o modelo de venda de até 100% das ações preferenciais, a ser conduzido por meio de oferta pública secundária de ações (follow-on), conforme Term Sheet celebrado com a Novonor (controladora da Braskem).

Em 17 de janeiro de 2022, a Petrobras registrou pedido de oferta pública de distribuição secundária de ações preferenciais da Braskem. Entretanto, em 28 de janeiro de 2022, a oferta foi cancelada em decorrência da instabilidade das condições do mercado, que resultaram em níveis de demanda e preço não apropriados para a conclusão da transação.

BR, atual Vibra Energia

Em 26 de agosto de 2020, o CA aprovou o processo de alienação da totalidade da sua participação acionária na Petrobras Distribuidora e, em 30 de junho de 2021, aprovou o preço por ação ordinária de emissão da Petrobras Distribuidora S.A., no valor de R$ 26,00, no âmbito da oferta pública de distribuição secundária de ações de titularidade da Petrobras, resultando num montante de venda de R$ 11.264, líquido dos custos de transação.

A avaliação da recuperabilidade do investimento com base no fluxo de caixa decorrente da venda, resultou no reconhecimento de reversões de perdas por desvalorização líquidas no montante de R$ 2.019, registradas no primeiro semestre de 2021. Em 5 de julho de 2021, houve a conclusão da operação.

26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás

Estas atividades abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até o momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados às atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

	2022	2021
		Consolidado
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo (*)		
Imobilizado		
Saldo inicial	11.127	15.716
Adições	1.977	2.492
Baixas	(2.863)	(1.025)
Transferências	(428)	(6.099)
Ajustes acumulados de conversão	(23)	43
Saldo final	**9.790**	**11.127**
Intangível	12.556	14.376
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	**22.346**	**25.503**

(*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo exercício.

Os custos exploratórios reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados a seguir:

Custos exploratórios reconhecidos no resultado	2022	2021
		Consolidado
Despesas com geologia e geofísica	(1.770)	(1.935)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(3.584)	(1.365)
Penalidades contratuais de conteúdo local	836	(250)
Outras despesas exploratórias	(98)	(181)
	(4.616)	**(3.731)**
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	1.868	2.116
Investimentos	6.281	2.974
	8.149	**5.090**

Em 2022, os projetos sem viabilidade econômica referem-se, principalmente, à baixa de 8 poços da bacia de Sergipe e Alagoas (R$ 2.376), bem como de projetos na Colômbia (R$ 560) e Bolívia (R$ 294), em empresas controladas pela PIB BV.

Termo de Ajustamento de Conduta com a ANP

Em 2022, a Petrobras aprovou a celebração, junto a ANP, de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) para compensação de multas de conteúdo local relacionadas à:

- 22 concessões nas quais a Petrobras possui 100% de participação, situadas nas bacias de Barreirinhas, Campos, Espírito Santo, Parecis, Potiguar, Recôncavo, Santos, Sergipe-Alagoas e Solimões;
- 18 concessões nas quais a Petrobras atua em parceria com outros concessionários, situadas nas bacias de Almada, Campos, Espírito Santo, Mucuri, Parnaíba, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Santos e Sergipe.

O TAC prevê a conversão de multas em compromissos de investimentos em Exploração e Produção com conteúdo local. Nos termos do acordo, a Petrobras se compromete em investir aproximadamente R$ 1.501 em conteúdo local até 31 de dezembro de 2026. Com isso, todos os processos administrativos relacionados à cobrança de multas decorrentes do não cumprimento de conteúdo local nessas concessões serão encerrados. Os processos administrativos encerrados até 31 de dezembro de 2022 resultaram na reversão parcial do passivo de R$ 918.

Prática contábil

Custos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem-sucedidos, conforme a seguir:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica referentes à fase de exploração e avaliação de óleo e gás, até o momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos;
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no ativo intangível. Quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado. Mais informações na nota explicativa 24, sobre prática contábil do ativo intangível;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos, instalações e demais custos necessários para identificação das viabilidades técnica e comercial, são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas à área ou ao bloco exploratório. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração do poço é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados, se o volume de reservas descobertos justificar sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e das viabilidades técnica e comercial do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 26.1 sobre tempo de capitalização;
- Uma comissão interna de executivos técnicos da companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há mais informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás;
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal pela comissão interna de executivos técnicos; e
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área com reservas provadas (técnica e economicamente viável) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

26.1. Tempo de capitalização

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência (*)	2022	2021
Custos de prospecção capitalizados até um ano	2.116	757
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	7.674	10.370
Saldo final	**9.790**	**11.127**
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	15	22

Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	2022	Número de poços
2021	386	2
2020	91	1
2017 e anos anteriores	7.197	20
Saldo total	**7.674**	**23**

(*) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Do total de R$ 7.674 para 15 projetos, que incluem 23 poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R$ 7.374 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo, cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e R$ 300 referem-se às atividades inerentes ao processo de análise das viabilidades técnica e econômica para a decisão sobre o possível desenvolvimento da produção dos projetos e definição das reservas provadas.

27. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de R$ 9.119 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, os quais encontram-se líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R$ 8.598 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R$ 521 referem-se a garantias bancárias.

28. Parcerias em atividades de exploração e produção

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures* no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia detém participação em 78 consórcios com 36 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 50 consórcios (85 consórcios, 37 empresas parceiras e operadora de 55 parcerias em 31 de dezembro de 2021).

As parcerias formadas em 2022 estão descritas a seguir (não ocorreram novas parcerias assinadas em 2021):

Consórcios	Localização	Petrobras	Parceiros	Operador	Ano de assinatura	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras (*)
Atapu ECO	Bacia de Santos	52,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5%	Petrobras	2022	Partilha	2.101
Sépia ECO	Bacia de Santos	30,0%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21% QP - 21%	Petrobras	2022	Partilha	2.141

A atuação da Petrobras em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos e do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás nas áreas exploradas. A seguir, a produção referente à participação da Petrobras nos principais campos onde atua como operadora na parceria:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2022 (kboed)	Regime
Tupi (BMS-11)	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell – 25% Petrogal – 10%	709	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	CNODC – 10% CNOOC – 5%	469	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor – 25%	107	Concessão
Sapinhoá (BMS-9)	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell – 30% Repsol Sinopec – 25%	106	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Total – 20% Shell – 20% CNODC – 10% CNOOC – 10%	40	Partilha
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	38	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas – 50%	37	Concessão
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	52,50%	Shell – 25% Total – 22,5%	31	Partilha
Albacora Leste (*)	Bacia de Campos	90%	Repsol Sinopec – 10%	29	Concessão
Sépia ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30,00%	Total – 28% Petronas – 21% Qatar – 21%	22	Partilha
Total				**1.588**	

(*) Em 26 de janeiro de 2023, a companhia finalizou a venda da totalidade de sua participação, conforme nota explicativa 37.

Prática contábil

As parcerias operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (*joint operations*) e, como tal, os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à essas parcerias são registrados nas demonstrações financeiras de forma individual, observando as políticas contábeis específicas aplicáveis e refletindo a parcela dos direitos e obrigações contratuais que cabe à companhia.

28.1. Acordos de Individualização da Produção

A Petrobras possui Acordos de Individualização da Produção (AIP) celebrados no Brasil com empresas parceiras em consórcios de E&P, assim como contratos resultantes de operações de desinvestimentos e parcerias estratégicas vinculados a esses consórcios. Esses acordos resultarão em equalizações a pagar ou a receber de gastos e volumes de produção, principalmente referentes aos campos de Agulhinha, Albacora Leste, Berbigão, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Caratinga, Sururu e Tartaruga.

Provisões para equalizações: Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

A Petrobras possui uma estimativa de valores a pagar pela celebração dos AIP submetidos à aprovação da ANP, cuja movimentação está apresentada a seguir:

	2022	2021
		Consolidado e Controladora
Saldo inicial	2.033	1.925
Adições/(baixas) no Imobilizado	(32)	(359)
Outras despesas (receitas) operacionais	121	467
Saldo final	**2.122**	**2.033**

No exercício de 2022, esses acordos resultaram no reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas líquidas de R$ 121 (R$ 467 em 2021), refletindo a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Prática contábil

O procedimento de individualização da produção é instaurado quando se identifica que uma determinada jazida se estende além de um bloco concedido ou contratado. Nesse sentido, os parceiros operadores e não-operadores em propriedades de óleo e gás agrupam seus direitos em uma determinada área para formar uma única unidade e, em contrapartida, um novo percentual de participação indivisa naquela unidade é determinado.

Eventos ocorridos anteriormente à individualização de produção podem levar à necessidade de ressarcimento entre as partes. No momento da celebração do Acordo de Individualização da Produção (AIP), caso a Petrobras deva ser ressarcida em caixa, não será reconhecido um ativo nas situações em que não há direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro e não é praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos. Nos casos em que a companhia deva efetuar um ressarcimento em caixa, deve ser reconhecida uma provisão sempre que houver uma obrigação presente como resultado de evento passado, seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

29. Investimentos

29.1. Investimentos diretos (Controladora)

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (patrimônio líquido negativo)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Empresas Consolidadas						
Subsidiárias e controladas						
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	275.118	19.559	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	4.862	465	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	454	1.162	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	1.007	(196)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	162	51	Brasil
Termomacaé S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	317	71	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	617	38	Ilhas Cayman
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	347	54	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	302	23	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,15	99,15	81	40	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo e outros negócios	72,00	49,00	37	8	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	57	(1)	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	619	936	Brasil
Refinaria de Canoas S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	–	–	Brasil
Refinaria de Mucuripe S.A	RTC	100,00	100,00	–	–	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	10	25	Brasil
Associação Petrobras de Saúde (ii)	Corporativo e outros negócios	93,47	93,47	606	110	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	261	87	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	1.001	(172)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	86	414	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	100	76	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	72	7	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	85	143	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	99	25	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	–	–	Brasil
Coligadas						
Braskem S.A. (iii)	RTC	36,15	47,03	6.829	1.063	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	18,80	18,80	426	(136)	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	457	159	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	(2)	–	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	–	–	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	Gás e Energia	25,00	25,00	16	11	Brasil

(i) Sociedade em fase de constituição, com escritura pública registrada e aporte financeiro realizado em conta de constituição no valor aproximado de R$ 304 mil.
(ii) A APS tem natureza de associação civil sem fins lucrativos, tendo por objetivo a realização de atividades sociais ou assistenciais, neste caso a assistência à saúde e, está sendo consolidada nas demonstrações financeiras da Petrobras,
(iii) Informações relativas a 30.09.2022, últimas disponibilizadas ao mercado.

Em 2022, a companhia realizou a venda de algumas participações societárias, com destaque para os seguintes desinvestimentos:

- Deten Química S.A. - venda de sua participação de 27,88%;
- Petrobras Gás S.A. - Gaspetro – venda da sua participação de 51%;
- Refinaria de Manaus S.A. – venda de 100% da participação - Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e seus ativos logísticos associados; e
- Paraná Xisto S.A – venda de 100% da participação.

Para mais informações sobre as operações mencionadas acima e demais movimentações societárias, vide nota explicativa 30.

A Petrobras International Braspetro BV - PIB BV tem como principais controladas:

- Petrobras Global Trading B.V. - PGT (100%, sediada na Holanda) que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, sediada na Holanda), que tem por objetivo principal efetuar captações de recursos no mercado de capitais por meio de emissão de bonds e repasse de empréstimos às empresas da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras America Inc. – PAI (100%, sediada nos Estados Unidos) com atividades de trading e de exploração e produção de petróleo (MP Gulf of Mexico, LLC); e
- Petrobras Netherlands BV – PNBV (100%, sediada na Holanda) que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guará BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), Petrobras Frade Inversiones SA (100%) e BJOOS BV (20%), todas constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil e sediadas na Holanda.

29.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2021	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Transferência para mantidos para venda	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2022
Controladas									
PIB BV	254.421	–	–	–	20.563	(18.083)	–	–	256.901
Transpetro	6.059	–	(53)	–	1.046	(111)	(84)	(1.511)	5.346
PB-LOG	–	–	(42)	–	1.125	–	–	(1.083)	–
PBIO	1.202	–	–	–	(196)	–	2	–	1.008
Outras Controladas	2.420	28	(445)	(9)	698	436	229	(558)	2.799
Operações em conjunto	180	–	(36)	–	44	–	–	(58)	130
Empreendimentos controlados em conjunto	109	86	–	–	163	–	–	(245)	113
Coligadas	5.416	–	5	(282)	(55)	(606)	1.162	(528)	5.112
Total	**269.807**	**114**	**(571)**	**(291)**	**23.388**	**(18.364)**	**1.309**	**(3.983)**	**271.409**
Outros investimentos	18	–	–		–	–	–	–	18
Total dos Investimentos	**269.825**	**114**	**(571)**	**(291)**	**23.388**	**(18.364)**	**1.309**	**(3.983)**	**271.427**
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda					275		–		
					23.663		**1.309**		

	Saldo em 31.12.2020	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Transferências para mantidos para venda	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2021
Controladas									
PIB BV	218.797	–	4.353	–	13.115	18.156	–	–	254.421
Transpetro	4.785	–	–	–	1.275	113	681	(795)	6.059
PB-LOG	–	–	417	–	1.056	–	–	(1.473)	–
PBIO	1.432	–	–	–	(242)	–	12	–	1.202
Gaspetro	1.149	–	–	(1.197)	99	–	–	(51)	–
Breitener	675	–	–	(884)	218	–	–	(9)	–
Outras Controladas (*)	1.939	8.150	708	(7.610)	(577)	42	381	(613)	2.420
Operações em conjunto	164	–	–	–	70	–	–	(54)	180
Empreendimentos controlados em conjunto	237	55	–	(90)	77	1	(8)	(163)	109
Coligadas	12.678	–	(920)	(11.318)	7.363	576	116	(3.080)	5.416
Total	**241.856**	**8.205**	**4.558**	**(21.099)**	**22.454**	**18.888**	**1.182**	**(6.238)**	**269.807**
Outros investimentos	19	–	(1)		–	–	–	–	18
Total dos Investimentos	**241.875**	**8.205**	**4.557**	**(21.099)**	**22.454**	**18.888**	**1.182**	**(6.238)**	**269.825**
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda					617		–		
					23.071		**1.182**		

(*) Os aportes de capital foram realizados na Associação Petrobras de Saúde - APS e na Refinaria de Mataripe. Os aportes de capital na Refinaria de Mataripe foram através de transferências de ativos, sendo reclassificados em seguida para ativos mantidos para venda.

29.3. Mutação dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2021	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Transferências para mantidos para venda	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2022
Empreendimentos controlados em Conjunto									
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	2.159	–	–	–	870	(132)	–	(944)	1.953
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	548	–	–	–	279	(27)	–	(25)	775
Demais empresas	132	86	(4)	–	157	(1)	–	(243)	127
Coligadas	5.569	68	(62)	(282)	(15)	(614)	1.162	(528)	5.298
Outros Investimentos	19	–	–	–	–	–	–	–	19
Total dos Investimentos	**8.427**	**154**	**(66)**	**(282)**	**1.291**	**(774)**	**1.162**	**(1.740)**	**8.172**

	Saldo em 31.12.2020	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Transferências para mantidos para venda	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2021
Empreendimentos controlados em Conjunto									
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	1.903	–	–	–	655	148	–	(547)	2.159
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural/Gaspetro	1.551	1	–	(1.607)	200	–	–	(145)	–
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	428	–	–	–	176	33	–	(89)	548
Demais empresas	350	55	–	(90)	61	8	(8)	(244)	132
Coligadas	12.758	88	(913)	(11.318)	7.335	583	116	(3.080)	5.569
Outros Investimentos	20	–	(1)	–	–	–	–	–	19
Total dos Investimentos	**17.010**	**144**	**(914)**	**(13.015)**	**8.427**	**772**	**108**	**(4.105)**	**8.427**

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

29.4. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

	Lote de mil ações			Cotação em bolsa de valores (R$ por ação)		Valor de mercado	
Empresa	31.12.2022	31.12.2021	Tipo	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Coligada							
Braskem	212.427	212.427	ON	25,18	56,75	5.349	12.055
Braskem	75.762	75.762	PNA	23,76	57,63	1.800	4.366
	288.189	**288.189**				**7.149**	**16.421**

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, para fins de teste de recuperabilidade do investimento, estão sendo apresentadas na nota explicativa 25.

29.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R$ 1.791 (R$ 2.252 em 2021), sendo, principalmente, R$ 1.444 do FIDC (R$ 921 em 2021), R$ 304 da TBG (R$ 163 em 2021) e Gaspetro (R$ 1.108 em 2021).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	FIDC		TBG		Gaspetro		Entidades estruturadas
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2021
Ativo circulante	47.972	66.793	1.041	745	–	2.579	–
Ativo realizável a longo prazo	–	–	1	2	–	–	–
Investimentos	–	–	1	1	–	–	–
Imobilizado	–	–	1.551	1.555	–	–	–
Outros ativos não circulantes	–	–	15	15	–	–	–
	47.972	**66.793**	**2.609**	**2.318**	**–**	**2.579**	**–**
Passivo circulante	35	21	756	611	–	321	–
Passivo não circulante	–	–	1.234	1.374	–	–	–
Patrimônio líquido	47.937	66.772	619	333	–	2.258	–
	47.972	**66.793**	**2.609**	**2.318**	**–**	**2.579**	**–**
Receita operacional líquida	–	–	1.806	1.766	523	713	–
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	7.507	2.447	936	811	110	254	(719)
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	3.183	(1.699)	373	228	(72)	37	(1.798)

A Gaspetro é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás no Brasil, que desempenham, mediante concessão, serviços de distribuição de gás natural canalizado. Em julho de 2022, a companhia concluiu a venda da totalidade da participação na Gaspetro (51%), para mais informações vide nota explicativa 30.

O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-Padronizados ("FIDC-NP") é um fundo de investimentos destinado preponderantemente à aquisição de direitos creditórios "performados" e/ou "não performados" de operações realizadas pelas empresas da Petrobras e suas subsidiárias, e visa à otimização da gestão financeira do caixa.

A TBG é uma empresa que atua no transporte de gás natural, através do gasoduto Bolívia–Brasil, e controlada da Petrobras, que possui 51 % de participação nesta companhia.

29.6. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

A companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoelétricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2022				2021			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	No país	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	No país
Ativo Circulante	1.541	2.512	2.139	34.657	4.644	2.374	1.412	40.784
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.205	725	89	12.997	2.072	1.133	63	13.027
Imobilizado	2.648	14.034	996	38.505	2.575	14.971	1.087	38.198
Outros ativos não circulantes	191	4	1	3.155	2.566	5	4	3.008
	5.585	**17.275**	**3.225**	**89.314**	**11.857**	**18.483**	**2.566**	**95.017**
Passivo Circulante	1.535	1.797	757	23.337	4.064	1.807	703	25.850
Passivo não Circulante	2.578	2.857	167	58.765	2.885	3.474	202	61.199
Patrimônio Líquido	1.443	10.668	1.516	8.283	4.875	11.043	1.091	9.421
Participação dos Acionistas não Controladores	29	1.953	785	(1.071)	33	2.159	570	(1.453)
	5.585	**17.275**	**3.225**	**89.314**	**11.857**	**18.483**	**2.566**	**95.017**
Receita Operacional Líquida	5.986	7.271	167	96.626	15.899	6.142	–	111.273
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	372	4.583	839	(754)	842	3.424	493	15.219
Percentual de Participação - %	20 a 50%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%	20 a 83%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%

Prática contábil

Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem informações da Petrobras e das suas controladas, operações em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

Transações e saldos entre entidades do grupo, incluindo lucros não realizados oriundos dessas transações, são eliminados no processo de consolidação.

Investimentos societários

Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos em controladas, coligadas, empreendimentos controlados em conjunto e associações sem fins lucrativos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial (MEP). Nas operações em conjunto, apenas aquelas constituídas por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo MEP. Para as demais operações em conjunto, a companhia reconhece seus ativos e passivos, bem como suas respectivas receitas e despesas.

Nas demonstrações financeiras consolidadas, os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidos pelo MEP.

Combinação de negócios

Combinação de negócios é uma operação ou outro evento por meio do qual um adquirente obtém o controle de um ou mais negócios, independentemente da forma jurídica da operação. O método de aquisição é aplicado para as transações em que ocorre a obtenção de controle. Combinações de negócios de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo. Pelo método da aquisição, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos são mensurados pelo seu valor justo, com limitadas exceções.

30. Vendas de ativos e outras operações com ativos

A companhia tem uma carteira dinâmica de parcerias e desinvestimentos, na qual avalia oportunidades de parcerias e alienação de ativos não estratégicos em suas diversas áreas de atuação, cujo desenvolvimento das transações também depende de condições que estão fora do controle da companhia.

Os projetos de desinvestimentos seguem os procedimentos alinhados às orientações do Tribunal de Contas da União (TCU) e à legislação vigente.

As principais classes de ativos e passivos classificados como mantidos para venda são apresentadas a seguir:

	Consolidado				
				31.12.2022	31.12.2021
	E&P	RTC	Corporativo e outros negócios	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda					
Caixa e Equivalentes de Caixa	–	–	–	–	72
Contas a receber	–	–	–	–	175
Estoques	–	108	–	108	408
Investimentos	1	1	–	2	1.599
Imobilizado	18.612	101	–	18.713	11.023
Outros	–	–	–	–	618
Total	**18.613**	**210**	**–**	**18.823**	**13.895**
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda					
Fornecedores	–	–	–	–	9
Financiamentos	–	–	694	694	5
Provisão para desmantelamento de área	6.952	–	–	6.952	4.646
Outros	–	–	–	–	180
Total	**6.952**	**–**	**694**	**7.646**	**4.840**

30.1. Vendas não concluídas

Os ativos e passivos correspondentes as operações descritas a seguir apresentam-se classificadas como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2022.

Transação	Comprador	Data da aprovação para assinatura	Valor (*)	Condições e prazos de recebimento e outras informações
Venda da totalidade da participação em um conjunto de 22 concessões de campos de produção terrestres e de águas rasas, juntamente à sua infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e gás natural, localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, denominados conjuntamente de Polo Potiguar.	3R Potiguar S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Jan/2022	US$ 1.385 milhões	a
Venda da totalidade da participação em um conjunto de quatro concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizadas no estado do Espírito Santo, denominados conjuntamente de Polo Norte Capixaba.	Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda., subsidiária integral da Seacrest Exploração e Produção de Petróleo Ltda.	Fev/2022	US$ 478 milhões	b
Venda da totalidade da participação na concessão de Albacora Leste, localizada predominantemente em águas profundas na Bacia de Campos.	Petro Rio Jaguar Petróleo Ltda. (PetroRio), subsidiária da Petro Rio S.A.	Abr/2022	US$ 1.951 milhões	c
Venda da refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e ativos logísticos associados, localizados no estado do Ceará.	Grepar Participações Ltda.	Mai/2022	US$ 34 milhões	d
Venda da totalidade de participação nos conjuntos de concessões marítimas denominados Polo Golfinho e Polo Camarupim, em águas profundas no pós-sal, localizados na Bacia do Espírito Santo.	BW Energy Maromba do Brasil Ltda (BWE)	Jun/2022	US$ 15 milhões	e

(*) Valor da transação que não contempla ativos contingentes, quando previstos contratualmente.

Cabe destacar que os valores das operações não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que estão sujeitos ao cumprimento de certas condições precedentes, tais como aprovações da ANP e CADE.

a) Venda de ativos do Polo Potiguar

Condições e prazos de recebimento: (a) US$ 110 milhões recebidos na data de assinatura do contrato de compra e venda; (b) US$ 1,04 bilhão no fechamento da transação; e (c) US$ 235 milhões que serão recebidos em 4 parcelas anuais de US$ 58,75 milhões, a partir de março de 2024.

b) Venda de ativos no Polo Norte Capixaba

Condições e prazos de recebimento: (a) US$ 35,85 milhões recebidos na data de celebração do contrato; (b) US$ 442,15 milhões no fechamento da transação; e (c) até US$ 66 milhões em pagamentos contingentes previstos em contratos, a depender das cotações futuras do Brent.

c) Venda de Albacora Leste

Condições e prazos de recebimento: (a) US$ 292,7 milhões recebidos na data de celebração do contrato; (b) US$ 1,66 bilhão no fechamento da transação; e (c) até US$ 250 milhões em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do *Brent*.

d) Venda da LUBNOR

Condições e prazos de recebimento: (a) US$ 3,4 milhões recebidos na data da assinatura; (b) US$ 9,6 milhões a serem recebidos no fechamento da transação; e (c) US$ 21 milhões em pagamentos diferidos.

e) Venda de participação no Polo Golfinho e Polo Camarupim

Condições e prazos de recebimento: (a) US$ 3 milhões recebidos na data da assinatura, (b) US$ 12 milhões a serem recebidos no fechamento da transação; e (c) até US$ 60 milhões em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do *Brent* e desenvolvimento dos ativos.

30.2. Vendas concluídas

As principais operações de vendas de ativos estão apresentadas a seguir:

Transação	Comprador	Data da assinatura e Data de fechamento	Valor de venda (*) (**)	Valor de fechamento em outras moedas (***)	Ganho (perda) (****)	Outras informações
Venda da totalidade da participação em um conjunto de sete concessões terrestres e de águas rasas denominada Polo Alagoas e da Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN de Alagoas	Petromais Global Exploração e Produção S.A., atual Origem Energia S.A.	Jul/2021 Fev/2022	1.567	US$ 300 milhões	1.743	a
Venda da totalidade da participação em 14 campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Recôncavo, localizados no estado da Bahia	3R Candeias S.A. Subsidiária da 3R Petroleum Óleo e Gás	Dez/2020 Mai/2022	1.298	US$ 256 milhões	1.064	b
Venda da totalidade de participação (27,88%) na Deten Química S.A (Deten), localizada no polo industrial de Camaçari, no estado da Bahia.	Cepsa Química S.A.	Abr/2022 Jul/2022	562	-	280	c
Venda da totalidade da participação (51%) na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)	Compass Gás e Energia S.A.	Jul/2021 Jul/2022	2.098	-	930	d
Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)	DBO Energia e OP Energia, atual 3R Offshore	Jan/2021 Ago/2022	122	US$ 13 milhões	173	e
Venda da totalidade da participação nos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, denominado Polo Fazenda Belém, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Ceará.	SPE Fazenda Belém S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.	Ago/2020 Ago/2022	125	US$ 23 milhões	201	f
Venda das ações da empresa detentora da Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e seus ativos logísticos associados, no estado do Amazonas	Ream Participações S.A. (de mesma propriedade da Atem's Distribuidora de Petróleo S.A. - Atem)	Ago/2021 Nov/2022	1.383	US$ 257 milhões	193	g
Venda das ações da empresa detentora da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada no estado do Paraná.	Forbes & Manhattan Resources Inc. (F&M Resources), susidiária integral da Forbes & Manhattan Inc. (F&M)	Nov/2021 Nov/2022	216	US$ 42 milhões	(9)	h
Venda da totalidade da participação em onze concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizados em Sergipe, denominados conjuntamente de Polo Carmópolis	Carmo Energy S.A.	Dez/2021 Dez/2022	5.850	US$ 1,1 bilhão	3.246	i
Venda da totalidade da participação de 62,5% no campo de produção de Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos	3R Petroleum Offshore S.A	Jul/2021 Dez/2022	116	US$ 24,2 milhões	(203)	j
			13.337		7.618	

(*) Valor acordado na assinatura da transação, acrescido de ajuste de preço do fechamento, quando previsto no contrato.
(**) O valor de "Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos) na Demonstração dos Fluxos de Caixa" é composto principalmente por valores do Programa de Desinvestimento: recebimento parcial de operações deste exercício, parcelamentos de operações de exercícios anteriores e adiantamentos referentes a operações não concluídas.
(***) Valor contratual e de ajustes de preços de operações negociadas em moeda diferente do real.
(****) Reconhecido em "Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias" - nota explicativa 10 - Outras (despesas) receitas operacionais líquidas.

As operações foram concluídas após cumprimento de condições precedentes.

a) Venda de ativos Polo Alagoas e UPGN de Alagoas

A operação foi concluída com o recebimento de US$ 60 milhões na data de assinatura do contrato de compra e venda e US$ 240 milhões no fechamento da transação.

b) Venda de ativos Polo Recôncavo

A operação foi concluída com o recebimento de US$ 10 milhões na data assinatura do contrato de compra e venda e US$ 246 milhões na data do fechamento da operação.

c) Venda da Deten

A operação foi concluída com o recebimento de R$ 29 na data de assinatura do contrato de compra e venda e R$ 514 no fechamento da transação, que reflete o preço de compra ajustado em função de atualização monetária, dividendos recebidos e abatimento do valor do depósito recebido na assinatura do contrato de compra e venda de ações. Adicionalmente, R$ 19 foram recebidos até dezembro de 2022, referentes aos recebimentos de *earn outs* (créditos tributários) negociados no contrato.

d) Venda da Gaspetro

A transação foi concluída com quitação integral na data do fechamento.

e) Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)

A operação foi concluída com o pagamento à vista de US$ 8 milhões, já com os ajustes previstos no contrato. O valor recebido se soma ao montante de US$ 5 milhões recebidos na assinatura do contrato de compra e venda. Além desses montantes, é previsto o recebimento pela Petrobras de até US$ 43 milhões em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent e desenvolvimento dos ativos.

f) Venda dos campos terrestres no Ceará (Polo Fazenda Belém)

A transação foi concluída com o recebimento à vista de US$ 5 milhões, já com os ajustes previstos no contrato. O valor se soma ao montante de US$ 9 milhões, recebidos na data da assinatura do contrato de compra e venda.

Além desses montantes, a companhia ainda receberá o saldo remanescente em agosto de 2023, o qual será corrigido com base em condições contratuais.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

g) Venda da REMAN

A operação foi concluída com o recebimento à vista de US$ 228,8 milhões, valor que reflete o preço de compra de US$ 189,5 milhões, ajustado preliminarmente em função de correção monetária e das variações no capital de giro, dívida líquida e investimentos até o fechamento da transação. Este valor se soma ao montante de US$ 28,4 milhões já recebidos na data assinatura do contrato, a título de caução.

O contrato ainda prevê um ajuste final do preço de aquisição a ser feito no primeiro trimestre de 2023.

h) Venda da SIX

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação foi concluída com o recebimento de US$ 38,6 milhões, já com os ajustes previstos no contrato, além do montante de US$ 3 milhões já recebidos na assinatura do contrato de compra e venda.

i) Venda de campos terrestres em Sergipe (Polo Carmópolis)

A transação foi concluída com recebimento de US$ 548 milhões, já considerando os ajustes devidos, que se soma ao valor de R$ 1,5 bilhão (US$ 275 milhões) recebido na assinatura do contrato, a título de sinal.

Além destes valores, US$ 275 milhões serão recebidos no prazo de 12 meses.

j) Venda do Campo de Papa-Terra

A operação foi concluída com recebimento de US$ 18,2 milhões, já com ajustes previstos no contrato, além do montante de US$ 6,0 milhões já recebidos na assinatura.

Adicionalmente, há US$ 80,4 milhões em recebimentos contingentes (ativo contingente) previstos em contrato, relacionados à desenvolvimento dos ativos e preços futuros do petróleo.

30.3. Ajustes de preços – Vendas concluídas em exercícios anteriores

a) Venda da RLAM

Em 30 de novembro de 2021, a Petrobras finalizou a venda da totalidade da sua participação na Refinaria de Mataripe S.A., empresa detentora da Refinaria Landulpho Alves (RLAM), para a empresa MC Brazil Downstream Participações S.A. Como parte da negociação, que previa um ajuste final do preço de aquisição, a Petrobras reconheceu em janeiro de 2022 o montante de R$ 368 (US$ 68 milhões) em outras receitas operacionais.

30.4. Excedentes da Cessão Onerosa

Operação	Data de fechamento dos acordos	Valor da compensação financeira	Resultado (*)
Contratos de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Atapu e de Sépia, incluindo o *gross up* dos impostos incidentes	Abr/2022	25.162	17.809
Exercício da opção de compra da parcela adicional de 5% no Contrato de Cessão Onerosa e no Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios	Nov/2022	10.289	3.886

(*) Reconhecido em "Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas" - nota explicativa 10 - Outras (despesas) receitas operacionais líquidas.

Mais informações sobre os contratos de Excedentes da Cessão Onerosa estão disponíveis na nota explicativa 24.3.

30.5. Ativos contingentes em vendas de ativos e outras operações

Algumas vendas de ativos e acordos celebrados pela companhia preveem recebimentos condicionados a cláusulas contratuais, especialmente relacionadas à variação do *Brent* nas operações relativas a ativos de E&P.

As operações que podem gerar reconhecimento de ganho, registrado em outras receitas operacionais, estão apresentados a seguir:

Operações	Data de fechamento da operação	No fechamento da operação US$ milhões	Ativo reconhecido em 2022		Ativo reconhecido em exercícios anteriores US$ milhões
			US$ milhões	R$	
Vendas em exercícios anteriores					
Polo Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	28	144	–
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	144	720	36
Campo de Baúna	Nov/2020	285	115	611	17
Campo de Frade	Fev/2021	20	–	–	–
Polo Ventura	Jul2021	43	–	–	43
Polo Miranga	Dez/2021	85	40	203	15
Polo Cricaré	Dez/2021	118	22	104	–
Venda no exercício					
Polo Peroá	Ago/2022	43	10	54	–
Papa-Terra	Dez/2022	90	15	78	–
Excedentes da Cessão Onerosa					
Sépia e Atapu (*)	Abr/2022	5.244	693	3.619	–
Total			**1.067**	**5.533**	**111**

(*) Para mais informações sobre os contratos de Excedentes da Cessão Onerosa - Atapu e Sépia, vide nota explicativa 24.3.

30.6. Outras Operações

Em 23 de março de 2022 foi concluído o processo de encerramento da empresa Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBios, na qual a Petrobras detinha 50%. A dissolução e liquidação da PCBios foram aprovadas em Assembleia Geral Extraordinária da sociedade. Não houve efeitos no resultado.

Em 18 de agosto de 2022, a Petrobras concluiu a compra da participação da Edison S.p.A. (50%) na sociedade Ibiritermo S.A., pelo valor de R$ 2,5, passando a ter 100% do capital da companhia. A operação foi classificada como uma combinação de negócios, com reconhecimento de ganho em compra vantajosa de R$ 9.

Em 31 de dezembro de 2022, a Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. (PBEN-P) e a Petrobras Comercializadora de Energia S/A (PBEN) realizaram reestruturação societária em que a PBEN-P incorporou a PBEN. As duas empresas são subsidiárias integrais da Petrobras, portanto, não gera efeitos sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da companhia.

30.7. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

As vendas de participação societária que resultaram em perda de controle e os fluxos de caixa advindos dessas transações estão apresentados a seguir:

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
2022			
Gaspetro	2.098	(112)	1.986
REMAN	1.231	(117)	1.114
Total	**3.329**	**(229)**	**3.100**
2021			
Refinaria de Mataripe (antiga RLAM)	10.119	(656)	9.463
PUDSA	334	(81)	253
Total	**10.453**	**(737)**	**9.716**

Prática contábil

São classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio da venda.

A condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação é aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses da aprovação. No entanto, a classificação inicial pode ser mantida nos casos em que comprovadamente o atraso for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação.

Ativos mantidos para venda e passivos associados são mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda.

Na classificação de ativos não circulantes como mantidos para venda, as provisões para desmantelamento vinculadas a esses ativos também são destacadas. Eventuais compromissos assumidos pela companhia com o descomissionamento decorrentes do processo de venda de ativos são reconhecidos após o fechamento da operação de venda, conforme os termos contratuais.

Quando uma transação refletir a venda de um componente da companhia que represente uma importante linha separada de negócios, a referida transação é considerada uma operação descontinuada, sendo seus resultados e fluxos de caixa apresentados de forma segregada a partir da classificação dos respectivos ativos e passivos como mantidos para venda.

31. Financiamentos

31.1. Saldo por tipo de financiamento

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Mercado bancário	6.705	6.904	6.618	6.817
Mercado de capitais	15.108	13.975	14.372	13.123
Bancos de fomento (*)	3.770	4.291	185	487
Partes relacionadas	–	–	36.541	58.545
Outros	19	39	–	–
Total no país	**25.602**	**25.209**	**57.716**	**78.972**
Mercado bancário	43.759	47.573	17.365	23.191
Mercado de capitais	73.368	108.968	–	–
Agência de crédito à exportação	12.745	16.468	–	–
Partes relacionadas (nota explicativa 35.1)	–	–	361.060	360.242
Outros	812	1.006	–	–
Total no exterior	**130.684**	**174.015**	**378.425**	**383.433**
Total de financiamentos	**156.286**	**199.224**	**436.141**	**462.405**
Circulante	18.656	20.316	120.724	155.461
Não circulante	137.630	178.908	315.417	306.944

(*) Inclui BNDES, FINAME e FINEP

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Financiamentos de curto prazo	–	602	36.541	58.546
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	16.231	17.093	82.443	96.658
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	2.425	2.621	1.740	257
Circulante	**18.656**	**20.316**	**120.724**	**155.461**

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por R$ 70.136 em *global notes*, emitidas no exterior pela PGF, R$ 9.779 em debêntures e R$ 4.593 em notas comerciais escriturais, emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2024 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares, euros e libras, sendo 87%, 2% e 11%, do total de *global notes*, respectivamente.

As debêntures e as notas comerciais, com vencimentos entre 2024 e 2037 não exigem garantias reais e não são conversíveis em ações ou em participações societárias.

31.2. Movimentação

	Consolidado		
	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**25.209**	**174.015**	**199.224**
Captações	4.467	10.689	15.156
Amortizações de principal (*)	(5.194)	(41.456)	(46.650)
Amortizações de juros (*)	(1.522)	(8.125)	(9.647)
Encargos incorridos no exercício (**)	2.039	9.610	11.649
Variações monetárias e cambiais	603	(3.014)	(2.411)
Ajuste acumulado de conversão	–	(11.035)	(11.035)
Saldo de 31 de dezembro de 2022	**25.602**	**130.684**	**156.286**

	Consolidado		
	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**46.009**	**234.029**	**280.038**
Captações	–	9.647	9.647
Amortizações de principal (*)	(22.346)	(85.125)	(107.471)
Amortizações de juros (*)	(1.425)	(10.922)	(12.347)
Encargos incorridos no exercício (**)	1.706	12.959	14.665
Variações monetárias e cambiais	1.265	1.074	2.339
Ajuste acumulado de conversão	–	12.353	12.353
Saldo de 31 de dezembro de 2021	**25.209**	**174.015**	**199.224**

(*) Inclui pré-pagamentos.
(**) Inclui apropriações de ágios, deságios e custos de transações associados.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de R$ 57.001, destacando-se a recompra de R$ 27.300 de títulos no mercado de capitais internacional.

Em 2022, a companhia captou R$ 15.156, sendo principalmente: (i) R$ 6.676 através de uma linha de crédito com compromissos de sustentabilidade (Sustainability-Linked Loan) no mercado bancário internacional com vencimento em 2027, (ii) R$ 3.000 através de emissão de notas comerciais no mercado de capitais doméstico com vencimento em 2030 e 2032 e, (iii) R$ 1.467 através da emissão de notas comerciais de colocação privada que serviram de lastro para a emissão de certificados de recebíveis imobiliários, com vencimento em 2030, 2032 e 2037. Os certificados de recebíveis imobiliários foram emitidos por uma securitizadora que subscreveu integralmente as Notas Comerciais emitidas pela Petrobras.

O empréstimo vinculado a compromissos de sustentabilidade foi assinado com os bancos Bank of China, MUFG e The Bank of Nova Scotia, com valor de US$ 1,25 bilhão e vencimento em julho de 2027. O contrato contempla mecanismos de incentivos para o atingimento dos compromissos de sustentabilidade, baseados nos indicadores de desempenho corporativo de Intensidade de gases de efeito estufa (GEE) do E&P, Intensidade de GEE no Refino e Intensidade de metano no E&P.

31.3. Reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento - Consolidado

	2022			2021		
	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros
Movimento em financiamentos	15.156	(46.650)	(9.647)	9.647	(107.471)	(12.347)
Reestruturação de dívida	–	(596)	–	–	(5.838)	–
Depósitos vinculados (*)	–	(91)	(17)	–	(240)	192
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	**15.156**	**(47.337)**	**(9.664)**	**9.647**	**(113.549)**	**(12.155)**

(*) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), com liquidações semestrais em junho e dezembro.

31.4. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (*)	Valor justo
	Consolidado							
Financiamentos em Dólares (US$):	15.022	16.907	13.401	7.972	12.864	52.202	118.368	118.550
Indexados a taxas flutuantes (**)	13.502	13.991	10.089	5.965	9.074	3.401	56.022	
Indexados a taxas fixas	1.520	2.916	3.312	2.007	3.790	48.801	62.346	
Taxa média a.a.	6,8%	6,5%	6,1%	6,3%	5,9%	6,6%	6,6%	
Financiamentos em Reais (R$):	3.244	3.603	1.150	2.297	2.232	13.078	25.604	25.603
Indexados a taxas flutuantes (***)	1.688		1.462	719	719	5.530	11.858	
Indexados a taxas fixas	1.556	2.141	431	1.578	492	7.548	13.746	
Taxa média a.a.	6,7%	6,9%	6,5%	6,2%	6,4%	6,6%	6,6%	
Financiamentos em Euro (€):	191	67	1.510	–	–	3.043	4.811	4.682
Indexados a taxas fixas	191	67	1.510	–	–	3.043	4.811	
Taxa média a.a.	4,7%	4,7%	4,7%	–	–	4,7%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	199	–	–	2.895	–	4.409	7.503	6.931
Indexados a taxas fixas	199	–	–	2.895	–	4.409	7.503	
Taxa média a.a.	6,2%	–	–	6,2%	–	6,5%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2022	**18.656**	**20.577**	**16.061**	**13.164**	**15.096**	**72.732**	**156.286**	**155.766**
Taxa média a.a.	6,7%	6,5%	6,1%	6,2%	6,0%	6,6%	6,5%	–
Total em 31 de dezembro de 2021	**20.315**	**16.591**	**22.253**	**19.247**	**15.809**	**105.009**	**199.224**	**211.453**
Taxa média a.a.	5,2%	5,3%	5,5%	5,6%	5,9%	6,5%	6,2%	–

(*) Em 31 de dezembro de 2022, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 12,07 anos (13,39 anos em 31 de dezembro de 2021).
(**) Operações com indexador variável + spread fixo.
(***) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

Em 31 de dezembro de 2022, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R$ 68.146 (R$ 115.906, em 31 de dezembro de 2021); e
- Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas *spot* interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de R$ 87.620 (R$ 95.547, em 31 de dezembro de 2021).

Em relação à reforma das taxas de juros referenciais (IBOR *Reform*), a companhia segue monitorando os pronunciamentos das autoridades regulatórias, bem como as medidas que vêm sendo adotadas, visando à adaptação dos diversos instrumentos financeiros aos novos *benchmarks*, e a companhia espera que a substituição da referência da LIBOR nos contratos de financiamentos vigentes seja feita em condições de mercado, e desse modo, espera que não haja impactos materiais, quando da finalização desse processo. A Petrobras e suas subsidiárias possuem dívidas indexadas à Libor (*London Interbank Offered Rate*), cujo valor corresponde a aproximadamente 30,8% de seus financiamentos.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 34.3.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2023	2024	2025	2026	2027	2028 em diante	31.12.2022	31.12.2021
							Consolidado	
Principal	16.208	21.189	16.554	13.906	13.864	83.698	165.419	204.007
Juros	10.059	9.121	7.521	6.688	5.570	90.519	129.478	170.524
Total (*)	**26.267**	**30.310**	**24.075**	**20.594**	**19.434**	**174.217**	**294.897**	**374.531**

(*) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 32.

31.5. Linhas de Crédito

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo
				31.12.2022		
No exterior (Valores em US$ milhões)						
PGT BV	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026	5.000	–	5.000
PGT BV (*)	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2024	3.250	–	3.250
Total				**8.250**	**–**	**8.250**
No país						
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2026	2.000	–	2.000
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	2.000	–	2.000
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	–	329
Total				**4.329**	**–**	**4.329**

(*) Em abril de 2021, a PGT prorrogou parte da linha de crédito compromissada (*Revolving Credit Facility*). Dessa forma, US$ 2.050 milhões estarão disponíveis para saque a partir de 28 de fevereiro de 2024 até 27 de fevereiro de 2026.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

31.6. *Covenants* e Garantias

31.6.1. *Covenants*

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do contrato; (ii) cláusula de *Negative Pledge/Permitted Liens*, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituam e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (v) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos, incluindo, mas não limitado ao Office of Foreign Assets Control – OFAC, Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas; e (vi) cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívidas com o BNDES.

31.6.2. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Petrobras. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Tais contratos representam 16% do total dos financiamentos, com destaque para contrato obtido junto ao China Development Bank (CDB), conforme nota explicativa 35.6.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela companhia, não possuem garantias reais.

Prática contábil

Os financiamentos são reconhecidos incialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do exercício. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do exercício.

32. Arrendamentos

Os arrendamentos incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações. A movimentação dos contratos de arrendamento reconhecidos como passivos está demonstrada a seguir:

	Consolidado		
	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**25.695**	**102.899**	**128.594**
Remensuração/Novos contratos	14.047	11.286	25.333
Pagamentos de principal e juros (*)	(9.232)	(18.780)	(28.012)
Encargos incorridos no exercício	1.884	5.132	7.016
Variações monetárias e cambiais	(921)	(6.668)	(7.589)
Ajuste acumulado de conversão	–	(166)	(166)
Transferências	(62)	(697)	(759)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**31.411**	**93.006**	**124.417**
Circulante			28.994
Não Circulante			95.423

(*) A Demonstração dos Fluxos de Caixa contempla R$ 37 referente movimentação de passivos mantidos para venda.

	Consolidado		
	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**22.556**	**89.954**	**112.510**
Remensuração/Novos contratos	9.134	23.591	32.725
Pagamentos de principal e juros	(8.404)	(22.996)	(31.400)
Encargos incorridos no exercício	1.316	5.342	6.658
Variações monetárias e cambiais	837	7.070	7.907
Ajuste acumulado de conversão	–	195	195
Transferências	256	(257)	(1)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**25.695**	**102.899**	**128.594**
Circulante			30.315
Não Circulante			98.279

Em 31 de dezembro de 2022, o valor do passivo de arrendamento da Petrobras Controladora é de R$ 132.160 (R$ 138.237 em 31 de dezembro de 2021), incluindo arrendamentos e subarrendamentos com empresas investidas, principalmente embarcações com a PNBV e Transpetro.

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

	Consolidado							
Fluxo de Pagamentos - Futuro Nominal	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total	Impostos a recuperar
Contratos sem cláusulas de reajuste								
Embarcações	14.678	10.438	5.952	2.561	1.773	8.844	44.246	1.328
Outros	483	211	101	24	–	–	819	72
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior (*)								
Plataformas	8.069	8.028	7.622	7.138	7.084	57.354	95.295	–
Embarcações	1.243	1.111	935	826	684	87	4.886	–
Contratos com cláusulas de reajuste - país								
Embarcações	3.180	2.422	1.504	569	94	52	7.821	627
Imóveis	828	1.089	852	816	915	7.122	11.622	487
Outros	1.316	816	674	558	521	2.187	6.072	381
Valor nominal em 31 de dezembro de 2022	**29.797**	**24.115**	**17.640**	**12.492**	**11.071**	**75.646**	**170.761**	**2.895**
Valor nominal em 31 de dezembro de 2021	**31.077**	**22.011**	**16.895**	**12.885**	**11.004**	**81.520**	**175.392**	**1.932**

(*) Contratos firmados na moeda norte-americana - US$.

A seguir são apresentadas as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 92% do passivo de arrendamento.

				Consolidado	
Fluxo de pagamentos futuros a valor presente (*)	Taxa Desconto (% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2022	31.12.2021
Contratos sem cláusulas de reajuste					
Embarcações	4,0518	5,8 anos	1.328	38.718	34.605
Outros	2,5774	2,6 anos	72	783	1.132
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior					
Plataformas	5,7393	13,9 anos	–	64.385	72.874
Embarcações	4,4127	4,2 anos	–	4.371	7.988
Contratos com cláusulas de reajuste - país					
Embarcações	7,8958	2,8 anos	627	6.773	4.744
Imóveis	8,0496	22,7 anos	487	5.269	3.290
Outros	9,8752	7,7 anos	381	4.118	3.961
TOTAL	**5,5127**	**11,4 anos**	**2.895**	**124.417**	**128.594**

(*) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, calculado a partir da curva de *yield* dos *bonds* e risco de crédito da empresa, assim como prazo ajustado pela *duration* do respectivo fluxo de pagamento e garantias dos contratos de arrendamento.

Em determinados contratos, há pagamentos variáveis e valores inferiores a 1 ano reconhecidos como despesa:

	Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021
Pagamentos variáveis	5.445	4.856
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos	19%	15%
Prazo inferior a 1 ano	613	598

Em 31 de dezembro de 2022, o valor nominal de contratos de arrendamento que ainda não tinham sido iniciados, em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de R$ 416.962 (R$ 443.967 em 31 de dezembro de 2021). A redução entre os exercícios corresponde, basicamente, à apreciação do Real frente ao Dólar Norte-americano.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 34.3.

Prática contábil

Os passivos de arrendamento, incluindo aqueles cujos ativos subjacentes são de baixo valor, são mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada, que levam em consideração impostos a recuperar, bem como prazos não canceláveis e opções de extensão quando forem razoavelmente certas.

Os fluxos de pagamentos são descontados pela taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações no passivo de arrendamento refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento.

Os juros incorridos atualizam o passivo de arrendamento e são classificados como despesas financeiras, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. De acordo com a gestão de risco cambial da companhia, as variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 34.3).

No segmento de E&P, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto com empresas parceiras onde a companhia é a operadora. Nos casos em que todas as partes da operação conjunta são primariamente responsáveis pelos pagamentos do arrendamento, a companhia reconhece o passivo de arrendamento na proporção de sua participação. Em situações de utilização de ativos subjacentes oriundos de um contrato de arrendamento específico da companhia, os passivos de arrendamento permanecem reconhecidos integralmente e a cobrança aos parceiros é realizada na proporção de suas participações.

Os pagamentos associados a arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos) são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do contrato.

33. Patrimônio líquido

33.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2022 e 2021, o capital subscrito e integralizado no valor de R$ 205.432 está representado por 13.044.496.930 ações, sendo R$ 117.208 referentes a 7.442.454.142 ações ordinárias e R$ 88.224 referentes a 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

33.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de R$ 7 (R$ 7 em 31 de dezembro de 2021), reconhecidas contra ações em tesouraria.

33.3. Transações de capital

33.3.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos, no montante de R$ 477 (R$ 477 em 31 de dezembro de 2021).

33.3.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários, no valor de R$ 3.795 (R$ 3.790 em 31 de dezembro de 2021).

33.3.3. Ações em tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de R$ 7 (R$ 7 em 31 de dezembro de 2021), representadas por 295.669 ações, sendo 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

33.4. Destinação do resultado e dividendos

A destinação do lucro líquido do exercício e os dividendos propostos são demonstrados a seguir.

	Controladora	
	2022	2021
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	188.328	106.668
Dividendos prescritos	55	–
Lucros acumulados para destinação	**188.383**	**106.668**
Destinação dos lucros acumulados:		
Reserva legal	9.417	5.333
Reserva estatutária	1.027	1.027
Reserva de incentivos fiscais	2.385	656
Dividendos propostos dos lucros acumulados	175.554	99.652
Total da destinação dos lucros acumulados	**188.383**	**106.668**
Dividendos propostos dos lucros acumulados:		
Dividendos mínimos obrigatórios	44.131	25.170
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	131.423	74.482
Dividendos propostos dos lucros acumulados	**175.554**	**99.652**
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	47.006	1.743
Total dos dividendos propostos	**222.560**	**101.395**

33.4.1 Reservas de lucros

Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações.

Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 56 do Estatuto Social da companhia.

Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital.

No exercício de 2022, foi destinado do resultado o valor de R$ 2.385 referente ao incentivo de subvenção para investimentos, integralmente relacionado ao âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

33.4.2. Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateados pelas ações em que se dividir o capital da companhia.

As ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 5% (cinco por cento) calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, ou de 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido da ação, prevalecendo sempre o maior, participando, em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros. Essa prioridade no recebimento dos dividendos não garante, por si só, o pagamento de dividendos nos exercícios sociais em que a companhia não auferir lucro.

O pagamento de dividendos poderá ser realizado apenas aos detentores de ações preferenciais, caso os dividendos prioritários absorvam todo o lucro líquido ajustado do exercício ou alcancem valor igual ou superior ao dividendo mínimo obrigatório de 25%.

A política de remuneração aos acionistas define os seguintes parâmetros para distribuição de dividendos:

- remuneração mínima anual de US$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do *Brent* for superior a US$ 40/bbl, que poderá ser distribuída independentemente do nível de endividamento da companhia. Esta remuneração será equivalente para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que supere o valor mínimo para as ações preferenciais previsto no estatuto social da companhia;
- em caso de dívida bruta igual ou inferior a US$ 65 bilhões e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado e aprovado pelo Conselho de Administração, a companhia deverá distribuir aos seus acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e as aquisições de imobilizados e intangíveis, ambos apresentados na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da companhia;
- independentemente do seu nível de endividamento, a companhia poderá, em casos excepcionais, realizar o pagamento de dividendos extraordinários, superando o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos na política, desde que a sustentabilidade financeira da companhia seja preservada;
- a distribuição de remuneração aos acionistas deverá ser feita trimestralmente; e
- a companhia poderá excepcionalmente promover a distribuição de dividendos mesmo na hipótese de não verificação de lucro líquido, uma vez atendidas as regras previstas na Lei 6.404/76 e observados os critérios definidos na sua política.

A Petrobras busca, por meio de sua política de remuneração aos acionistas, garantir a perenidade e sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos, além de conferir previsibilidade ao fluxo de pagamentos de dividendos aos acionistas.

Prática contábil

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio (JCP) com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da companhia.

O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizados no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e revertido contra lucros acumulados no patrimônio líquido de maneira similar ao dividendo, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social reconhecido no resultado do exercício.

A parcela dos dividendos prevista no estatuto ou que represente o dividendo mínimo obrigatório é reconhecida como passivo. Qualquer excesso deve ser mantido no patrimônio líquido, na conta de dividendo adicional proposto, até a deliberação definitiva a ser tomada pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária (AGO).

Os dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras são transferidos de dividendos a pagar para outros passivos circulantes e prescreverão em favor da companhia dentro de 3 anos, a contar da data em que tenham sido postos à disposição dos acionistas, conforme Estatuto Social da Petrobras, sendo reclassificados de outros passivos circulantes para lucros acumulados, no patrimônio líquido.

Dividendos propostos relativos ao exercício de 2022

A proposta de dividendos registrada nas demonstrações financeiras da companhia, sujeita à aprovação na AGO, é assim demonstrada:

	Controladora	
	2022	2021
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	188.328	106.668
Apropriação:		
Reserva legal	(9.417)	(5.333)
Reserva de incentivos fiscais	(2.385)	(656)
Lucro líquido ajustado	**176.526**	**100.679**
Dividendos mínimos obrigatórios:		
25% do lucro líquido ajustado	44.131	25.170
Dividendos adicionais:		
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	131.423	74.482
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	47.006	1.743
Total dos dividendos propostos	**222.560**	**101.395**
Ações preferenciais (PN) - R$ 17,06202044 por ação em circulação em 2022 (R$ 7,773202 por ação em circulação em 2021)	95.581	43.545
Ações ordinárias (ON) - R$ 17,06202044 por ação em circulação em 2022 (R$ 7,773202 por ação em circulação em 2021)	126.979	57.850

A proposta de remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2022 a ser encaminhada para aprovação da AGO de 2023, no montante de R$ 222.560 (R$ 17,06202044 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

mínimo obrigatório de R$ 44.131, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício (R$ 131.423) e da reserva de retenção de lucros (R$ 47.006). Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais.

O excedente de caixa devido às maiores margens de venda de petróleo e derivados, associado à manutenção da meta de endividamento e à ausência de investimentos represados por restrição financeira, permitiram que a proposta de dividendos do exercício de 2022, no montante de R$ 222.560, fosse superior aos dividendos calculados com base na política de remuneração aos acionistas (R$ 123.452).

Antecipação de remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2022

Em 2022, o Conselho da Administração (CA) aprovou, antecipações de remuneração aos acionistas no montante de R$ 179.964, equivalente a R$13,796393 por ação preferencial e ordinária em circulação, com a utilização da reserva de retenção de lucros (intermediários) e com base no resultado de janeiro a setembro de 2022 (intercalares), conforme quadro a seguir:

Remuneração aos acionistas da Petrobras

	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação PN e ON (R$)	Valor
Dividendos e JCP - Pagos em duas parcelas (junho e julho de 2022)	05.05.2022	23.05.2022	3,71549000	48.466
Dividendos e JCP - Pagos em duas parcelas (agosto e setembro de 2022)	28.07.2022	11.08.2022	6,73200300	87.814
Dividendos e JCP - Pagos em duas parcelas (dezembro de 2022 e janeiro de 2023)	03.11.2022	21.11.2022	3,34890000	43.684
Total dos dividendos intermediários e intercalares			**13,79639300**	**179.964**
Atualização monetária das antecipações pela Selic			0,51989375	6.781
Total dos dividendos intermediários e intercalares atualizados monetariamente pela Selic			**14,31628675**	**186.745**

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2022, no valor de R$ 6.781 (R$ 0,51989375 por ação preferencial e ordinária em circulação), conforme previsto no Estatuto, e serão descontadas da remuneração que vier a ser distribuída aos acionistas no encerramento do exercício de 2022.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2022 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de R$ 6.432. Sobre os juros incidiu a retenção de imposto de renda na fonte (IRRF) de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na Lei nº 9.249/95.

Dividendos relativos ao exercício de 2021

Em 2021, a proposta de remuneração encaminhada pela Administração, e aprovada pela AGO de 13 de abril de 2022, foi de R$ 101.395 (R$ 7,773202 por ação preferencial e ordinária em circulação), contemplando o dividendo mínimo obrigatório de R$ 25.170, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de R$ 76.225, oriundos da parcela remanescente do lucro líquido do exercício e da reserva de retenção de lucros. Essa proposta foi superior à prioridade das ações preferenciais.

Esse valor inclui as antecipações de remuneração aos acionistas, atualizadas monetariamente pela variação da taxa Selic desde a data do pagamento até 31 de dezembro de 2021, no montante de R$ 64.075, e o dividendo complementar de R$ 37.320 que, em 31 de dezembro de 2021, estava destacado no patrimônio líquido como dividendo adicional proposto.

Os dividendos adicionais complementares de R$ 37.320 foram reclassificados do patrimônio líquido para o passivo na data da aprovação da AGO e foram pagos em 16 de maio de 2022 no montante de R$ 38.745, equivalentes a R$ 2,9702487 por ação preferencial e ordinária em circulação, com a atualização pela variação da taxa Selic de 31 de dezembro de 2021 até a data do pagamento, no valor de R$ 1.425.

Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2022, o saldo de dividendos a pagar aos acionistas da controladora é de R$ 21.751, líquido de IRRF sobre JCP, referente à segunda parcela da antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 3 de novembro de 2022 e paga em 19 de janeiro de 2023.

Controladora

	2022	2021
Movimentação dos dividendos a pagar		
Saldo inicial	–	4.411
Adição por deliberação da AGO	37.320	5.861
Adição por deliberação do CA (antecipações)	179.964	63.400
Pagamento	(194.200)	(72.153)
Atualização monetária	1.425	70
Transferências (dividendos não reclamados)	(862)	(355)
IRRF sobre JCP e atualização monetária	(1.896)	(1.234)
Saldo final	**21.751**	**–**

Os dividendos adicionais propostos de R$ 35.815, equivalentes a R$ 2,74573369 por ação preferencial e ordinária em circulação, estão destacados no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2022 até que a proposta de remuneração aos acionistas seja aprovada pela AGO em abril de 2023, quando serão reconhecidos como passivo.

33.4.3. Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2022, o saldo dos dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras representa R$ 1.258 (R$ 451 em 31 de dezembro de 2021) registrado em outros passivos circulantes, conforme nota explicativa 20. O pagamento desses dividendos não foi efetivado pela existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco custodiante das ações e com a própria Petrobras.

Controladora

	2022	2021
Movimentação dos dividendos não reclamados		
Saldo inicial	451	96
Transferências (dividendos a pagar)	862	355
Prescrição	(55)	–
Saldo final	**1.258**	**451**

Como a companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de R$ 55 foi contabilizado em contrapartida à conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido.

O quadro abaixo apresenta uma expectativa de prescrição dos dividendos não reclamados, caso as pendências cadastrais não sejam regularizadas pelos acionistas da Petrobras.

Controladora

	31.12.2022
Expectativa de prescrição dos dividendos não reclamados	
2023	35
2024	328
2025	895
Total	**1.258**

33.5. Resultado por ação

Consolidado e Controladora

	2022	2021
Numerador básico e diluído - Lucro atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações		
Lucro líquido do exercício		
Ordinárias	107.449	60.858
Preferenciais	80.879	45.810
	188.328	106.668
Denominador básico e diluído - Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)		
Ordinárias	7.442.231.382	7.442.231.382
Preferenciais	5.601.969.879	5.601.969.879
	13.044.201.261	13.044.201.261
Lucro básico e diluído por ação (R$ por ação)		
Ordinárias	14,44	8,18
Preferenciais	14,44	8,18

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro do exercício atribuído aos acionistas da companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação.

O resultado da ação diluído é calculado ajustando o lucro e a média ponderada da quantidade de ações levando-se em conta a conversão de todas as ações potenciais com efeito de diluição (instrumentos patrimoniais ou contratos capazes de resultar na emissão de ações).

Os resultados apurados, básico e diluído, apresentam o mesmo valor por ação em virtude de a Petrobras não possuir ações potenciais.

34. Gerenciamento de riscos financeiros

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez. A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nos países onde atua.

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da empresa. Os riscos são administrados considerando governança e controles estabelecidos, unidades especializadas e acompanhamento em comitês estatutários sob orientação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração. Na companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

A companhia apresenta análise de sensibilidade a fatores alinhados ao seu processo corporativo de gestão de riscos. Os cenários possível e remoto estão relacionados a eventos de baixa e muito baixa probabilidade de ocorrência, respectivamente. O horizonte de aplicação da sensibilidade é de 1 ano, com exceção das operações com derivativos de commodities, para as quais é aplicado horizonte de 3 meses, em virtude da característica de curto prazo dessas transações.

34.1. Instrumentos financeiros derivativos

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições mantidas pela companhia em 31 de dezembro de 2022, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do exercício e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:

Posição patrimonial consolidada

	Valor nocional		Valor Justo Posição Ativa (Passiva)		Vencimento
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	Posição de 31.12.2022
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	683	(1.308)	(209)	(6)	
Compra/Petróleo e Derivados	9.058	1.380	–	–	2023
Venda/Petróleo e Derivados	(8.375)	(2.688)	–	–	2023
SWAP (**)					
Compra/Óleo de Soja - Posição vendida (**)	(3)	(11)	(1)	(2)	2023
Contratos a Termo					
Venda/Câmbio (BRL/USD) (***)	–	US$ 15	–	1	–
SWAP					
Câmbio - *cross currency swap* (***)	–	GBP 583	–	127	–
Câmbio - *cross currency swap* (***)	–	GBP 442	–	(277)	–
Swap - CDI X IPCA	3.008	3.008	(82)	(6)	2029/2034
Câmbio - *cross currency swap* (***)	US$ 729	US$ 729	(336)	(1.234)	2024/2029
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			**(628)**	**(1.397)**	

(*) Valor nocional em mil bbl
(**) Valor nocional em mil toneladas (operações da PBIO).
(***) Valores em US$ (dólares) e GBP (libras) representam milhões das respectivas moedas.

Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício

	2022	2021
Derivativos de commodities		
Demais operações - 34.2 (a)	(1.261)	(422)
Reconhecido em Outras despesas operacionais	**(1.261)**	**(422)**
Derivativos de moeda		
Swap Libra Esterlina x Dólar - 34.3 (b)	(1.508)	(428)
NDF – Libra x Dólar	–	45
Swap CDI x Dólar - 34.3 (b)	1.104	(9)
Outros	23	2
	(381)	**(390)**
Derivativos de juros		
Swap - CDI X IPCA	(275)	(218)
	(275)	**(218)**
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 34.3 (a)	(25.174)	(24.777)
Reconhecido em Resultado Financeiro	**(25.830)**	**(25.385)**
Total	**(27.091)**	**(25.807)**

Ganho/(Perda) reconhecido(a) em outros resultados abrangentes no exercício

	2022	2021
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 34.3 (a)	53.533	3.023

Garantias dadas (recebidas) como colaterais

	31.12.2022	31.12.2021
Derivativos de commodities	499	86
Derivativos de moeda	–	150
	499	**236**

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2022 é apresentada a seguir:

Consolidado

Operações	Risco	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Derivativos não designados como *Hedge*				
Contratos Futuros e a Termo (*Swap*)	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	–	(702)	(1.403)
		–	**(702)**	**(1.403)**

O cenário provável utiliza referências externas à companhia, de amplo uso no apreçamento de cargas no mercado de petróleo, derivados e gás natural, que levam em consideração o preço de fechamento do ativo em 31 de dezembro de 2022, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. Os cenários possível e remoto refletem o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento igual a 20% e 40% respectivamente. Para simular os cenários mais desfavoráveis, a variação foi aplicada para cada grupo de produto de acordo com a posição das operações em aberto: queda de preço para posições compradas e alta para posições vendidas.

34.2. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Petrobras tem preferência pela exposição ao ciclo de preços à realização sistemática de proteção das operações de compra ou venda de mercadorias, cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais, com utilização de instrumentos financeiros derivativos. Entretanto, condicionada à análise do ambiente de negócios e das perspectivas de realização do Plano Estratégico, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

a) Demais operações de derivativos de commodities

A Petrobras, utilizando seus ativos, posições e conhecimento proprietário e de mercado oriundos de suas operações no Brasil e no exterior, busca capturar oportunidades de mercado por meio de compra e venda de petróleo e derivados, as quais podem ocasionalmente ser otimizadas com a utilização de instrumentos derivativos de commodities para gestão do risco de preço, de forma segura e controlada.

34.3. Gerenciamento de risco cambial

A Política de Gestão de Riscos da Petrobras prevê que a companhia pratique, por princípio, uma gestão integrada de riscos cujo foco não está nos riscos individuais das operações ou das unidades de negócios, mas na perspectiva mais ampla e consolidada da corporação, capturando possíveis benefícios oriundos da diversificação dos negócios.

A companhia considera todos os fluxos de caixa de suas operações em conjunto. Isso se aplica especialmente ao risco de variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano, para o qual, avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares norte-americanos, como também os fluxos de caixa denominados em reais que sofrem influência da moeda norte-americana, tais como as vendas de diesel e gasolina no mercado interno.

Nesse sentido, o tratamento dos riscos cambiais envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais com a definição de condições de execução das operações no âmbito dos negócios da Petrobras.

As variações na taxa de câmbio spot R$/US$, assim como de outras moedas em relação ao Real, podem afetar o lucro líquido e balanço patrimonial. Tais consequências podem advir, principalmente, de itens em moeda estrangeira, tais como transações futuras altamente prováveis, itens monetários e compromissos firmes.

Nessas situações, a companhia busca mitigar o efeito gerado pelas variações potenciais nas taxas de câmbio spot R$/US$, principalmente, por meio da captação de recursos de terceiros em dólares norte-americanos visando à redução da exposição líquida entre as obrigações e os recebimentos nessa moeda, numa forma de proteção estrutural, com critérios de liquidez e competitividade de custos.

A proteção ao risco de variação cambial do conjunto das exportações futuras em dólares norte-americanos da companhia em um dado período ocorre por meio do conjunto (portfólio) de endividamento em dólares norte-americanos, buscando a proteção mais eficiente e considerando as alterações nas posições de tais conjuntos ao longo do tempo.

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para tratamento da exposição cambial de certas obrigações, especialmente quando da existência de compromissos em moedas para as quais a companhia não possua expectativa de fluxos de recebimentos.

No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

***a) Hedge* de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da companhia**

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2022, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa R$/US$ de 5,2177, são apresentados a seguir:

Valor de referência (a valor presente) dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2022

Instrumento de *hedge*	Objeto de *hedge*	Tipo de risco protegido	Período de proteção	US$ milhões	R$
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa *Spot* R$ x US$	De jan/2023 a dez/2032	62.119	324.121

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	US$ milhões	R$
Designação em 31 de dezembro de 2021	72.640	405.370
Novas designações, revogações e redesignações	14.589	76.263
Realização por exportações	(12.037)	(62.172)
Amortização de endividamento	(13.073)	(67.270)
Variação Cambial	–	(28.070)
Designação em 31 de dezembro de 2022	**62.119**	**324.121**
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) designados em 31 de dezembro de 2022	**72.393**	**377.723**

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, foi reconhecido uma perda cambial de R$ 288 referente à inefetividade na linha de variação cambial (ganho cambial de R$ 78 no exercício findo em 31 de dezembro de 2021).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 48,58% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2022, a ser realizada pelas exportações futuras:

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(123.622)	42.034	(81.588)
Reconhecido no patrimônio líquido	28.359	(9.642)	18.717
Transferido para resultado por realização	25.174	(8.559)	16.615
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**(70.089)**	**23.833**	**(46.256)**

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(126.645)	43.062	(83.583)
Reconhecido no patrimônio líquido	(21.754)	7.396	(14.358)
Transferido para resultado por realização	24.777	(8.424)	16.353
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**(123.622)**	**42.034**	**(81.588)**

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para o resultado. Uma análise de sensibilidade, com preço médio do petróleo Brent mais baixo em US$ 10/barril que o considerado na última revisão do PE 23-27, não indicaria a necessidade de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2022 é demonstrada a seguir:

Consolidado

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029 a 2032	Total
Expectativa de realização	(20.113)	(15.040)	(9.400)	(7.978)	(8.609)	(5.947)	(3.002)	(70.089)

Prática contábil

No início da relação de proteção, a companhia documenta a relação de proteção e o objetivo e a estratégia de gerenciamento de risco para assumir o *hedge*, incluindo a identificação do instrumento de hedge, do item protegido, da natureza do risco que está sendo protegido e da avaliação se a relação de proteção atende aos requisitos de efetividade de *hedge*.

Considerando a relação de proteção natural e a estratégia de gestão de risco, a companhia designa relações de *hedge* entre as variações cambiais de "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares norte-americanos (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos no mesmo momento na demonstração de resultado.

Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de dívidas e passivos de arrendamento (instrumentos financeiros não derivativos) são designadas como instrumentos de proteção.

As relações de *hedge* individuais são estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, as "exportações futuras altamente prováveis" de cada mês e as proporções dos fluxos de caixa dos endividamentos, utilizadas em cada relação e *hedge* individual, possuem o mesmo valor nominal em dólares norte-americanos. A companhia considera como "exportações futuras altamente prováveis" apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

A exposição das exportações futuras da companhia ao risco de variação da taxa de câmbio spot R$/US$ (posição ativa) é compensada por exposição inversa equivalente de suas dívidas em dólares norte-americanos (posição passiva) ao mesmo tipo de risco.

As relações de *hedge* podem ser descontinuadas e reiniciadas em cumprimento com a estratégia de gestão de riscos. Neste sentido, tais avaliações são realizadas mensalmente.

Na contabilidade de *hedge* de fluxos de caixa, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período.

Caso as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, a relação de *hedge* é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificado para o resultado à medida que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) Informações sobre contratos em aberto

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia possui contratos de swap - IPCA x CDI e CDI x Dólar em aberto.

Contratos de swap – Libra esterlina x Dólar

Em 2017, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operação de derivativo denominada *cross currency swap*, com o objetivo de se proteger da exposição em libras esterlinas versus dólar, devido à emissão de *bonds*. O valor nocional total foi de GBP 1.300 milhões, sendo GBP 700 milhões com vencimento em dezembro de 2026 e GBP 600 milhões com vencimento em janeiro de 2034.

Ao longo dos últimos anos, a Petrobras recomprou parte desses *bonds* e reduziu, proporcionalmente, sua posição nos respectivos instrumentos derivativos. Em 2022, após realizar uma análise integrada dos principais fatores de risco aos quais a Petrobras está exposta, foi aprovada a saída completa da posição de derivativos em libras esterlinas. A execução foi realizada em outubro e novembro de 2022.

Contratos de *swap* – IPCA x CDI e CDI x Dólar

Em 2019, a Petrobras contratou operações de derivativos com o objetivo de se proteger de exposição decorrente da 1ª série da 7ª emissão de debêntures, com operações de swap de juros IPCA x CDI, com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034, e operações de *cross-currency swap* CDI x Dólar, com vencimentos em setembro de 2024 e setembro de 2029.

Em julho de 2022, foi aprovado o primeiro plano de recompra de debêntures, autorizando a aquisição destes títulos para serem mantidos em tesouraria ou revendidos. Até o encerramento do exercício de 2022, apenas uma quantidade imaterial desta dívida foi recomprada. A posição nos contratos derivativos de IPCA x CDI e CDI x Dólar permanece inalterada.

Alterações das curvas futuras de juros (CDI) podem trazer impactos no resultado da companhia, em função do valor de mercado desses contratos de *swap*. Na elaboração da análise de sensibilidade nas curvas futuras de taxa de juros, o choque paralelo nesta curva foi estimado em função do prazo médio de vencimento dos *swaps* e da metodologia sobre o horizonte de aplicação da sensibilidade, apresentada anteriormente. Para os cenários possível e remoto, foram estimados os impactos de variações de 40% (500 BP – *basis points*) e 80% (1000 BP), respectivamente, nas curvas futuras de taxa de juros. Os efeitos desta análise de sensibilidade, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, estão apresentados na tabela a seguir:

	Resultado Possível	Resultado Remoto
SWAP cambial (IPCA x USD)	(68)	(79)

A metodologia utilizada para cálculo do valor justo desta operação de *swap* consiste em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato e as projeções das curvas de DI, cupom IPCA e cupom cambial, descontando a valor presente pela taxa livre de risco. As curvas são obtidas na Bloomberg com base nos contratos futuros negociados na bolsa.

Em seguida, a marcação a mercado é ajustada ao risco de crédito das instituições financeiras, que não é relevante em volume financeiro, por utilizarmos bancos de primeira linha.

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável é referenciado por fonte externa, Focus e Thomson Reuters, com base no câmbio previsto para o fechamento do próximo trimestre. Os cenários possível e remoto possuem as mesmas referências e consideram a valorização do câmbio de fechamento do trimestre (risco) em 20% e 40%, respectivamente, à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais. Essas análises abrangem apenas a variação cambial e mantém todas as demais variáveis constantes.

Instrumentos	Exposição em 31.12.2022	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível	Cenário Remoto
Ativos	38.864	Dólar / Real	390	7.773	15.546
Passivos	(505.453)		(5.066)	(101.090)	(202.181)
Câmbio - *cross currency swap*	(3.008)		(30)	(602)	(1.203)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	324.121		3.249	64.824	129.648
	(145.476)		(1.457)	(29.095)	(58.190)
Ativos	5.314	Euro / Dólar	167	1.063	2.126
Passivos	(11.338)		(357)	(2.268)	(4.535)
	(6.024)		(190)	(1.205)	(2.409)
Ativos	7.538	Libra / Dólar	172	1.508	3.015
Passivos	(15.022)		(343)	(3.004)	(6.009)
	(7.484)		(171)	(1.496)	(2.994)
Ativos	9	Libra / Real	–	2	4
Passivos	(136)		(4)	(27)	(54)
	(127)		(4)	(25)	(50)
Ativos	22	Euro / Real	1	4	9
Passivos	(327)		(14)	(65)	(131)
	(305)		(13)	(61)	(122)
Total	**(159.416)**		**(1.835)**	**(31.882)**	**(63.765)**

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 1% / Euro x Dólar - valorização do euro em 3,1% / Libra x Dólar - valorização da libra em 2,26% / Real x Euro - desvalorização do real em 4,2% / Real x Libra - desvalorização do real em 3,3%. Fonte: Focus e Thomson Reuters.

34.4. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, pois não acarretam impactos relevantes, exceto em situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto significam a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 40% e 80% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes.

A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a ser desembolsado pela Petrobras com o pagamento de juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de dezembro de 2022.

Consolidado

Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível	Cenário Remoto
LIBOR 3M	63	81	100
LIBOR 6M	3.418	4.785	6.152
SOFR 3M	438	570	702
SOFR 6M	87	122	157
CDI	943	1.321	1.698
TJLP	365	510	656
IPCA	501	701	901
	5.815	**8.090**	**10.366**

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

34.5. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros para liquidar as obrigações nas datas previstas é gerenciada pela companhia. Nas demonstrações financeiras individuais da Petrobras no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, o capital circulante líquido apurado foi negativo, principalmente em função de transações com controladas, conforme nota explicativa 35. No mesmo período, considerando a visão integrada de caixa, o capital circulante líquido apurado foi negativo nas demonstrações financeiras consolidadas. Adicionalmente, a companhia possui no ativo não circulante aplicações financeiras em certificados de depósitos bancários (CDB) pós-fixados com liquidez diária, conforme nota explicativa 7.2.

A companhia avalia regularmente as condições do mercado e pode realizar transações de recompra de seus títulos ou de suas subsidiárias no mercado de capitais internacional, por diversos meios, incluindo ofertas de recompra, resgates de títulos e/ou operações em mercado aberto, desde que estejam em linha com a estratégia de gerenciamento de passivos da companhia, que visa a melhoria do perfil de amortização e do custo da dívida.

34.6. Gerenciamento de risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e na definição de contrapartes em operações de derivativos, sendo distribuído entre os principais bancos internacionais classificados como "grau de investimento" pelas principais classificadoras internacionais de riscos e os bancos brasileiros com classificação mínima de risco brA-/A3.br/A-(bra).

34.6.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, para definição e monitoramento dos limites de crédito são avaliados o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras e suas demonstrações financeiras, entre outros aspectos.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

Consolidado

	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2022	2021	2022	2021
AA	–	6.427	–	–
A	19.860	6.388	4.281	–
BBB	1.105	12.879	–	–
BB	4.787	20.493	1.071	–
AAA.br	15.831	2.956	17.274	3.877
AA.br	5	9.146	3	–
Outras classificações	135	121	–	–
	41.723	**58.410**	**22.629**	**3.877**

34.7. Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos

	Nível I	Nível II	Nível III	Total do valor justo contabilizado
Ativos				
Total em 31 de dezembro de 2022	**–**	**–**	**–**	**–**
Total em 31 de dezembro de 2021	**–**	**128**	**–**	**128**
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	–	(336)	–	(336)
Derivativos de commodities	(209)	(1)	–	(210)
Derivativos de juros	–	(82)	–	(82)
Total em 31 de dezembro de 2022	**(209)**	**(419)**	**–**	**(628)**
Total em 31 de dezembro de 2021	**(6)**	**(1.519)**	**–**	**(1.525)**

O valor justo dos demais ativos e passivos financeiros é apresentado nas respectivas notas explicativas: 7 – Títulos e valores mobiliários; 13 – Contas a receber; e 31 – Financiamentos (valor estimado).

Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos e passivos financeiros são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

35. Partes relacionadas

A companhia possui uma política de Transações com Partes Relacionadas revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração, conforme disposto no Estatuto Social da Petrobras.

Esta política orienta a Petrobras na celebração de Transações com Partes Relacionadas de forma a assegurar os interesses da companhia, alinhada à transparência nos processos, às exigências legais e às melhores práticas de Governança Corporativa, sem conflito de interesses e em observância aos seguintes princípios:

- Competitividade: preços e condições dos serviços compatíveis com os praticados no mercado;
- Conformidade: aderência aos termos e responsabilidades contratuais praticados pela companhia;
- Transparência: reporte adequado das condições acordadas, bem como seus reflexos nas demonstrações financeiras da companhia;
- Equidade: estabelecimento de mecanismos que impeçam discriminações ou privilégios e adoção de práticas que assegurem a não utilização de informações privilegiadas ou oportunidades de negócio em benefício individual ou de terceiros;
- Comutatividade: prestações proporcionais para cada contratante.

As transações que atendam aos critérios de materialidade estabelecidos na política e celebradas com: i) União, incluindo suas autarquias e fundações; ii) Fundação Petros; iii) Associação Petrobras de Saúde; iv) sociedades controladas pela Petrobras; v) sociedades coligadas da Petrobras; vi) sociedades controladas por coligadas da Petrobras e vii) sociedades controladas por pessoal chave da administração ou por membro próximo de sua família, são, quando estipulado, previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE).

No caso específico das transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, estas últimas quando classificadas como fora do curso normal dos negócios da companhia pelo CAE da Petrobras, que estejam na alçada de aprovação do Conselho de Administração, deverão ser precedidas de avaliação pelo CAE e pelo Comitê de Acionistas Minoritários e deverão ser aprovadas por, no mínimo, 2/3 (dois terços) dos membros presentes do Conselho de Administração.

A política também visa a garantir a adequada e diligente tomada de decisões por parte da administração da companhia.

35.1. Transações comerciais por operação com investidas (controladora)

	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	26.388	–	26.388	13.451	–	13.451
Dividendos a receber	94	–	94	175	–	175
Valores vinculados à construção de gasoduto	–	820	820	–	727	727
Outras operações	678	200	878	736	332	1.068
Adiantamento a fornecedores	614	2.010	2.624	594	1.163	1.757
Total	**27.774**	**3.030**	**30.804**	**14.956**	**2.222**	**17.178**
Passivo						
Arrendamentos (*)	(2.113)	(4.630)	(6.743)	(2.689)	(5.860)	(8.549)
Operações de mútuo	(1.093)	(52.569)	(53.662)	–	–	–
Pré pagamento de exportação	(76.192)	(231.206)	(307.398)	(87.387)	(272.855)	(360.242)
Fornecedores	(13.455)	–	(13.455)	(8.707)	–	(8.707)
Compras de petróleo, derivados e outras	(9.471)	–	(9.471)	(4.800)	–	(4.800)
Afretamento de plataformas	(365)	–	(365)	(854)	–	(854)
Adiantamento de clientes	(3.614)	–	(3.614)	(3.035)	–	(3.035)
Outros	(5)	–	(5)	(18)	–	(18)
Total	**(92.853)**	**(288.405)**	**(381.258)**	**(98.783)**	**(278.715)**	**(377.498)**

(*) Inclui valores referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos com investidas requeridos pelo IFRS 16 / CPC 06 (R2) - Arrendamentos.

	2022	2021
Resultado		
Receitas, principalmente de vendas	151.255	194.118
Variações monetárias e cambiais líquidas (**)	(15.656)	(28.679)
Receitas (despesas) financeiras líquidas (**)	(22.748)	(22.878)
Total	**112.851**	**142.561**

(**) Inclui os valores de R$ 161 de variação cambial ativa e R$ 604 de despesa financeira referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos requeridos pelo IFRS 16 / CPC 06 (R2) (R$ 200 de variação cambial passiva e R$ 565 de despesa financeira para o exercício findo em 2021).

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

35.2. Transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2022			31.12.2021	31.12.2022			31.12.2021
	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Ativo Total	Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Total	Passivo Total
Controladas e Operações em conjunto								
PIB BV	26.217	2.210	28.427	13.187	(87.923)	(283.775)	(371.698)	(366.743)
Gaspetro (*)	–	–	–	1.570	–	–	–	(237)
Transpetro	382	–	382	287	(3.193)	(3.951)	(7.144)	(7.817)
Termoelétricas	2	–	2	21	(88)	(236)	(324)	(579)
Fundo de Investimento Imobiliário	6	–	6	2	(198)	(443)	(641)	(727)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	569	–	569	579	(677)	–	(677)	(561)
Outras controladas e Operações em conjunto	474	820	1.294	1.213	(733)	–	(733)	(799)
	27.650	**3.030**	**30.680**	**16.859**	**(92.812)**	**(288.405)**	**(381.217)**	**(377.463)**
Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto								
Empresas do Setor Petroquímico	41	–	41	97	(48)	–	(48)	(63)
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	83	–	83	222	7	–	7	28
	124	**–**	**124**	**319**	**(41)**	**–**	**(41)**	**(35)**
Total	**27.774**	**3.030**	**30.804**	**17.178**	**(92.853)**	**(288.405)**	**(381.258)**	**(377.498)**

(*) Em julho de 2022, com a alienação da totalidade da participação da Petrobras na Gaspetro, a empresa deixou de ser controlada.

35.3.Resultado

	2022	2021
Controladas e Operações em conjunto		
PIB BV	81.749	55.400
Gaspetro (*)	6.602	13.688
Refinaria Mataripe (**)	–	8.640
Refinaria Manaus (***)	2.308	–
Transpetro	2.084	541
Termoelétricas	(56)	(91)
Fundo de Investimento Imobiliário	(80)	(85)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	15	–
Outras controladas e Operações em conjunto	(2.962)	1.439
	89.660	**79.532**
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto		
Empresas do Setor Petroquímico	21.519	18.083
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia (****)	–	41.499
Transportadoras (****)	–	128
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	1.672	3.319
	23.191	**63.029**
Total	**112.851**	**142.561**

(*) Incluem os valores no Resultado com as empresas do Grupo Gaspetro até julho de 2022, quando foram desinvestidas.
(**) Incluem os valores no Resultado com a empresa Refinaria Mataripe até novembro de 2021, quando foi desinvestida.
(***) Incluem os valores no Resultado com a empresa Refinaria Manaus até novembro de 2022, quando foi desinvestida.
(****) Em função das reestruturações societárias ocorridas durante o exercício de 2021, os resultados apresentados na respectiva nota referem-se a Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia (de janeiro a junho de 2021) e NTS (de janeiro a abril de 2021).

35.4. Taxas anuais de operações de mútuo

	Controladora	
	Passivo	
	31.12.2022	31.12.2021
De 7,01 a 8%	(53.662)	–
Total	**(53.662)**	**–**

35.5. Fundo de investimento em direitos creditórios não padronizados (FIDC-NP)

A controladora mantém recursos investidos no FIDC-NP que são destinados, preponderantemente, à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por afiliadas. Os valores investidos estão registrados em contas a receber.

As cessões de direitos creditórios, performados e não performados, estão registradas como financiamentos no passivo circulante.

	Controladora	
	31.12.2022	31.12.2021
Contas a receber, líquidas	40.007	59.651
Cessões de direitos creditórios	(36.541)	(58.545)

	2022	2021
Receita financeira FIDC-NP	6.450	2.074
Despesa financeira FIDC-NP	(4.290)	(1.385)
Resultado financeiro	2.160	**689**

35.6. Garantias

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às suas participações societárias para algumas operações financeiras realizadas no Brasil e no exterior.

As garantias oferecidas pela Petrobras, principalmente fidejussórias, não remuneradas, são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as subsidiárias/controladas e terceiros, garantindo assunção do cumprimento de obrigação de terceiro, caso o devedor original não o faça.

Como resultado da estratégia de liquidações antecipadas de dívidas no decorrer do ano, as operações financeiras realizadas por estas participações societárias e garantidas pela Petrobras apresentam os seguintes saldos a liquidar:

						31.12.2022	31.12.2021
Data de Vencimento das Operações	**PGF (*)**	**PGT (**)**	**PNBV (***)**	**PIB-BV**	**Outros**	**Total**	**Total**
2022	–	–	–	–	–	–	200
2023	–	–	492	261	2	755	1.804
2024	2.985	–	–	–	–	2.985	3.863
2025	4.819	18.653	–	–	–	23.472	31.614
2026	4.949	1.849	–	–	–	6.798	9.944
2027	3.705	7.827	–	–	–	11.532	6.835
2028 em diante	58.193	10.080	–	–	–	68.273	99.351
Total	**74.651**	**38.409**	**492**	**261**	**2**	**113.815**	**153.611**

(*) Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIB BV.
(**) Petrobras Global Trading B.V., controlada da PIB BV.
(***) Petrobras Netherlands B.V., controlada da PIB BV.

A PGT, subsidiária integral da Petrobras, presta garantia real em uma operação de financiamento que a Petrobras obteve junto ao China Development Bank (CDB), com vencimento em 2026, por meio da colateralidade de seus recebíveis futuros das vendas de petróleo bruto, originadas das exportações da Petrobras, para compradores específicos (no máximo 200.000 bbl/d), sendo o valor da garantia limitado ao saldo devedor da dívida, que em 31 de dezembro de 2022 é de R$ 17.433 (US$ 3.341 milhões), e em 31 de dezembro de 2021 era de R$ 23.275 (US$ 4.171 milhões).

35.7. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

A companhia realiza, e espera continuar a realizar, negócios no curso normal de várias transações com seus empreendimentos em conjunto, coligadas, fundos de pensão, bem como com seu acionista controlador, o governo federal brasileiro, que inclui transações com os bancos e outras entidades sob o seu controle, tais como financiamentos e serviços bancários, gestão de ativos e outras.

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

		Consolidado		
		31.12.2022		31.12.2021
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Distribuidoras estaduais de gás natural	–	–	1.422	237
Empresas do setor petroquímico	109	52	144	67
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	377	111	586	66
Subtotal	**486**	**163**	**2.152**	**370**
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	8.812	–	8.069	–
Bancos controlados pela União Federal	61.625	8.178	46.970	7.073
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	3.143	–	2.822	–
União Federal (*)	–	7.419	–	–
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	–	296	–	2
Outros	306	371	161	303
Subtotal	**73.886**	**16.264**	**58.022**	**7.378**
Petros	290	1.569	282	338
Total	**74.662**	**17.996**	**60.456**	**8.086**
Circulante	13.583	11.055	11.777	1.760
Não circulante	61.079	6.941	48.679	6.326

(*) Inclui valores de dividendos e arrendamentos.

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

	Consolidado	
	2022	2021
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia	–	40.892
Transportadoras de gás	–	(1.656)
Distribuidoras estaduais de gás natural	6.064	12.995
Empresas do setor petroquímico	22.986	19.155
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	487	2.255
Subtotal	**29.537**	**73.641**
Entidades governamentais		
Títulos públicos federais	1.049	342
Bancos controlados pela União Federal	389	(845)
Setor elétrico	–	696
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	316	319
União Federal	1.534	173
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(3.404)	(760)
Outros	(400)	(173)
Subtotal	**(516)**	**(248)**
Petros	(112)	–
Total	**28.909**	**73.393**
Receitas, principalmente de vendas	29.861	77.222
Compras e serviços	(15)	(2.665)
Receitas e despesas operacionais	(4.167)	(1.712)
Variações monetárias e cambiais líquidas	1.585	(320)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	1.645	868
Total	**28.909**	**73.393**

Em 23 de dezembro de 2022, a Petrobras firmou contrato com a UEG Araucária S.A., no valor aproximado de R$ 4.850, tendo como objeto a venda de 2.150.000 m³/dia de gás, na modalidade interruptível, para atendimento à geração de energia elétrica pela UTE Araucária. O contrato possui vigência a partir de 1° de janeiro de 2023 a 31 de dezembro de 2023.

Informações sobre os precatórios expedidos a favor da companhia oriundas da Conta Petróleo e Álcool estão divulgadas na nota explicativa 13.

O passivo com planos de pensão dos empregados da companhia e geridos pela Fundação Petros, que inclui os instrumentos de dívidas, está apresentado na nota explicativa 17.

35.8. Membros chave da administração da companhia

Remuneração da administração

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras, bem como a legislação específica, estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações mensais de empregados da Petrobras, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, relativas aos exercícios de 2022 e 2021 foram as seguintes:

	Controladora (Em reais)	
Remuneração do empregado	2022	2021
Menor remuneração	3.977	3.658
Remuneração média	22.893	20.368
Maior remuneração	108.989	103.690
Quantidade de empregados	38.682	38.703

A remuneração anual da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2022 e 2021 foram as seguintes:

	Controladora (Em reais)	
Remuneração do dirigente da Petrobras (inclui remuneração variável)	2022	2021
Menor remuneração (*)	1.691.555	3.034.506
Remuneração média (**)	3.073.743	3.939.645
Maior remuneração (***)	2.295.729	3.079.232

(*) Corresponde a menor remuneração anual, incluindo ex-membros, conforme Ofício Circular/CVM/SEP/nº 01/2021 de 26/02/2021. Caso a Petrobras excluísse do cálculo os valores pagos a ex-membros, a título de cessação de cargo e remuneração variável diferida, e considerasse os valores pagos a membros que exerceram o cargo por menos de 12 meses, o menor valor seria de R$ 341.660 em 2022 e de R$ 2.688.804 em 2021.
(**) Corresponde ao valor total da remuneração anual, incluindo dispêndio com ex-membros, dividido pelo número de posições remuneradas (9), conforme Ofício Circular/CVM/SEP/nº 01/2021 de 26/02/2021. Caso a Petrobras excluísse do cálculo de remuneração média os valores pagos a ex-membros, a título de cessação de cargo e remuneração variável diferida, o valor médio seria de R$ 2.174.830 em 2022 e de R$ 2.972.753 em 2021.
(***) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual e que exerceu o cargo por 12 meses do exercício social, conforme Ofício Circular/CVM/SEP/nº 01/2021 de 26/02/2021.

As remunerações totais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Petrobras Controladora têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Economia, e pelo Ministério de Minas e Energia e são apresentadas a seguir:

	Controladora					
	2022			2021		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	14,5	0,6	15,1	14,3	0,6	14,9
Encargos sociais	4,0	0,1	4,1	3,6	0,1	3,7
Previdência complementar	1,2	–	1,2	1,1	–	1,1
Remuneração Variável	14,5	–	14,5	14,0	–	14,0
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	1,4	–	1,4	3,3	–	3,3
Remuneração total	**35,6**	**0,7**	**36,3**	**36,3**	**0,7**	**37,0**
Remuneração total - pagamento realizado	**31,7**	**0,7**	**32,4**	**32,4**	**0,7**	**33,1**
Número de membros - média mensal no exercício	9,00	11,00	20,00	9,00	10,58	19,58
Número de membros remunerados - média mensal no exercício	9,00	3,83	12,83	9,00	4,50	13,50

No exercício de 2022, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros da companhia totalizou R$ 71,27 (R$ 79,88 no exercício de 2021).

Em 13 de abril de 2022, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até R$ 39,59 como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2022 e março de 2023.

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os membros do Conselho de Administração que participarem dos Comitês de Auditoria Estatutários renunciam à remuneração de Conselheiro de Administração, conforme estabelece o art. 38, § 8º do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e fizeram jus a uma remuneração total de R$ 3.155 mil no exercício de 2022 (R$ 3.747 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2021, a remuneração acumulada no período foi de R$ 2.935 mil (R$ 3.463 mil, considerando os encargos sociais).

A remuneração média anual dos membros do Conselho Fiscal da Petrobras, no exercício de 2022, foi de R$ 145 mil (R$ 174 mil, considerando os encargos sociais).

O Programa de Remuneração Variável dos membros da Diretoria Executiva está condicionado ao atendimento de pré-requisito e de indicadores de desempenho. A remuneração variável a ser paga altera conforme o percentual de atingimento das metas e seu pagamento é diferido em 5 anos.

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia provisionou R$ 14,5 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2022 para os membros da Diretoria Executiva.

Compromisso de Indenidade

O estatuto social da companhia estabelece desde 2002 a obrigação de indenizar e manter indene seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da companhia, de forma a fazer frente a determinadas despesas em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar qualquer responsabilidade por atos regulares de gestão praticados exclusivamente no exercício das suas atividades desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a companhia.

O primeiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 18 de dezembro de 2018, cujo prazo de vigência inicia a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2020. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de US$ 500 milhões.

O segundo Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 25 de março de 2020, cujo prazo de vigência inicia a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2022. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de US$ 300 milhões.

O terceiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 30 de março de 2022, cujo prazo de vigência inicia a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2024. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de US$ 200 milhões.

A vigência da cobertura prevista no Compromisso se inicia a partir da data de assinatura até a ocorrência dos eventos a seguir, o que acontecer por último: (i) o final do 5º (quinto) ano após a data em que o Beneficiário deixar, por qualquer motivo, de exercer o mandato ou a função/cargo; (ii) o decurso do prazo necessário ao trânsito em julgado de qualquer Processo no qual o Beneficiário seja parte em razão da prática de Ato Regular de Gestão; ou (iii) o decurso do prazo prescricional previsto em lei para os eventos que possam gerar as obrigações de indenização pela companhia, incluindo, mas não se limitando, ao prazo penal prescricional aplicável, ainda que tal prazo seja aplicado por autoridades administrativas ou a qualquer tempo em que se verificar um evento indenizável baseado em fato imprescritível.

Os Beneficiários não farão jus aos direitos de indenidade previstos no Compromisso de Indenidade quando, comprovadamente: (i) houver cobertura de apólice de seguro D&O contratada pela companhia, conforme formalmente reconhecido e implementado pela seguradora; (ii) houver a prática de atos fora do exercício regular das atribuições ou poderes dos Beneficiários; (iii) houver a prática de ato com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude por parte dos Beneficiários; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; (vi) demais casos em que se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a companhia.

A companhia não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos eventualmente alegados pelos Beneficiários, sendo a indenização ou reembolso limitado às hipóteses previstas no Compromisso de Indenidade.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

No caso de condenação por ato doloso ou praticado com erro grosseiro transitada em julgado em ação penal, civil pública, de improbidade, popular, ação proposta por terceiro, ou por acionistas em favor da companhia, ou, ainda, de decisão administrativa irrecorrível em que se conclui pela prática de ato doloso ou praticado com erro grosseiro e que não tenha sido objeto de suspensão judicial, o Beneficiário se obriga, independentemente de qualquer manifestação do Terceiro Independente, a ressarcir à companhia todos os valores despendidos pela companhia no âmbito deste Compromisso, inclusive todas as Despesas e custos relacionados ao Processo, restituindo-os em um prazo de até 30 (trinta) dias contados da competente notificação.

Visando a evitar a configuração de conflitos de interesses, notadamente o previsto no art. 156 da Lei 6.404/76, a companhia contratará profissionais externos, que poderão atuar de forma individual ou conjunta, de reputação ilibada, imparcial e independente ("Terceiro Independente"), e com robusta experiência para analisar eventual pleito dos Beneficiários sobre a caracterização de Ato Regular de Gestão ou sobre as hipóteses de exclusões. Além disso, estão vedados de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de despesas, os Beneficiários que estiverem pleiteando os referidos valores, em observância ao disposto no art. 156, caput da Lei 6.404/76, Lei das Sociedades por Ações.

36. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Valores pagos e recebidos durante o exercício				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	7.272	4.915	7.258	4.878
Transações que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	95	–	–	1.773
Arrendamentos	35.621	37.044	35.932	39.956
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	17.135	(6.046)	17.077	(6.056)
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	6.343	6.362	6.278	6.353
Pré pagamento de exportação	–	–	59.122	72.128
Ativos recebidos por assunção de participação nas concessões	–	888	–	888
Remensuração de imobilizado adquirido em períodos anteriores	127	–	127	–
Earn Out dos polos Atapu e Sépia	3.618	303	3.618	303

O saldo final de caixa e equivalentes de caixa da demonstração do fluxo de caixa contempla valores relativos a ativos mantidos para venda, conforme reconciliação a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Reconciliação do saldo no início do exercício				
Saldo de caixa e equivalentes de caixa no balanço patrimonial	58.410	60.856	2.930	5.180
Caixa e equivalente de caixa classificados como ativos mantidos para venda (*)	72	74	–	–
Caixa e equivalentes de caixa na Demonstração do Fluxo de Caixa - Saldo inicial	**58.482**	**60.930**	**2.930**	**5.180**
Reconciliação do saldo no final do exercício				
Saldo de caixa e equivalentes de caixa no balanço patrimonial	41.723	58.410	3.627	2.930
Caixa e equivalente de caixa classificados como ativos mantidos para venda (*)	–	72	–	–
Caixa e equivalentes de caixa na Demonstração do Fluxo de Caixa - Saldo final	**41.723**	**58.482**	**3.627**	**2.930**

(*) Para mais informações, vide nota explicativa 30.

36.1. Reconciliação depreciação com demonstração dos fluxos de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Depreciação no Imobilizado	75.412	69.907	78.677	74.558
Amortização no Intangível	394	321	372	295
	75.806	**70.228**	**79.049**	**74.853**
Depreciação de direito de uso - recuperação de PIS/COFINS	(686)	(459)	(753)	(714)
Depreciação, depleção e amortização na DVA	**75.120**	**69.769**	**78.296**	**74.139**
Parcela capitalizada da depreciação	(6.918)	(6.721)	(6.919)	(6.721)
Depreciação, depleção e amortização na DFC	**68.202**	**63.048**	**71.377**	**67.418**

37. Eventos subsequentes

Acordo de Leniência

Em 12 de janeiro de 2023, a Petrobras recebeu o montante de R$ 456, recuperados por meio de acordo de leniência da empresa UOP LLC – subsidiária da Honeywell International Inc. – celebrado com a Controladoria Geral da União (CGU) e a Advocacia Geral da União (AGU), instrumento que faz parte de resolução global que envolveu atuação coordenada com Ministério Público Federal (MPF) e autoridades norte-americanas.

Recebimento do *Earn Out* de Atapu e Sépia

Em janeiro de 2023, a companhia recebeu a totalidade dos pagamentos relativos ao *Earn Out* do exercício de 2022, de responsabilidade dos parceiros dos blocos de Sépia e Atapu, no montante de R$ 2.007 (US$ 384 milhões), que incluem o valor do *gross-up* dos impostos incidentes sobre cada participação, conforme detalhado a seguir:

- Sépia: R$ 1.347, das empresas TotalEnergies EP Brasil Ltda, Petronas Petróleo Brasil Ltda e QatarEnergy Brasil Ltda, correspondente às participações de 28%, 21% e 21%, respectivamente;
- Atapu: R$ 660, referentes a 22,5% de participação da TotalEnergies EP Brasil Ltda e 25% de participação da Shell Brasil Petróleo Ltda.

Para mais informações sobre a operação mencionada acima, vide nota explicativa 24.3.

Venda do Campo de Albacora Leste

Em 26 de janeiro de 2023, a Petrobras finalizou, após o cumprimento de todas as condições precedentes, a venda da totalidade de sua participação no campo de produção de Albacora Leste, localizado na Bacia de Campos, para a empresa Petro Rio Jaguar Petróleo LTDA (PetroRio), subsidiária da Petro Rio S.A.

A operação foi concluída com o recebimento, à vista, de R$ 8.455 (US$ 1.635 milhões), já com os ajustes previstos no contrato.

Com a conclusão da cessão, a PetroRio assume a condição de operadora do campo de Albacora Leste, com 90% de participação, em parceria com a Repsol Sinopec Brasil, que detém os 10% restantes.

Para mais informações sobre a operação mencionada acima, vide nota explicativa 30.1.

Recebimento do *Earn Out* de Baúna

Em 30 de janeiro de 2023, a Petrobras recebeu da Karoon Petróleo & Gás Ltda ("Karoon"), subsidiária da Karoon Energy Ltd, o montante de R$ 430 (US$ 84 milhões, incluindo atualização financeira prevista no contrato), equivalente ao pagamento contingente do preço do barril de petróleo referente ao exercício de 2022.

Este recebimento está de acordo com os termos do contrato negociado entre as companhias no exercício de 2020, referente à venda da totalidade da participação da Petrobras para a Karoon no campo de Baúna (área de concessão BM-S-40). As demais parcelas do referido pagamento contingente poderão ser recebidas pela Petrobras até 2026, dependendo da evolução do preço do barril de petróleo em futuros exercícios.

Resultado do julgamento do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)

Em 1° de fevereiro de 2023, a Primeira Turma da Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), órgão integrante do CARF, negou provimento a recursos interpostos pela companhia e decidiu que seriam devidos IRPJ e CSLL relativos aos lucros de sua controlada no exterior dos exercícios de 2011 e 2012. A decisão foi tomada mediante o exercício do voto de qualidade do Presidente da Turma, com amparo na Medida Provisória nº. 1160/2023, após empate entre os julgadores. Com essa decisão, débitos fiscais que totalizam R$ 5,7 bilhões tornam-se praticamente definitivos no âmbito administrativo. Dessa forma, a companhia adotará as medidas cabíveis.

A expectativa de perda dessa contingência é considerada possível, sendo objeto da nota explicativa 18. A decisão do CARF não implica em provisionamento nas demonstrações financeiras da companhia.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da FASB. Os itens (a) a (c) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (d) e (e) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

A companhia, em 31 de dezembro de 2022, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da joint venture MP Gulf of Mexico, LLC (MPGoM), da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A companhia divulga suas reservas no Brasil, nos Estados Unidos da América e na Argentina. As reservas na Bolívia não são divulgadas, uma vez que a Constituição deste país não permite essa divulgação. Na Colômbia, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

a) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A companhia aplica o método dos esforços bem-sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 26. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 23 e 24.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado						
		Exterior					
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
31 de dezembro de 2022							
Reservas de petróleo e gás não provadas	22.058	288	–	–	288	22.346	–
Reservas de petróleo e gás provadas	433.227	1.067	–	–	1.067	434.294	3.976
Equipamentos de suporte	363.855	3.820	–	–	3.820	367.675	–
Custos capitalizados brutos	819.140	5.175	–	–	5.175	824.315	3.976
Depreciação, Depleção e Amortização	(275.685)	(4.011)	–	–	(4.011)	(279.696)	(1.169)
Custos capitalizados, líquidos	**543.455**	**1.164**	**–**	**–**	**1.164**	**544.619**	**2.807**
31 de dezembro de 2021							
Reservas de petróleo e gás não provadas	24.862	641	–	–	641	25.503	–
Reservas de petróleo e gás provadas	449.359	962	–	–	962	450.321	4.645
Equipamentos de suporte	379.407	4.338	–	–	4.338	383.745	–
Custos capitalizados brutos	853.629	5.941	–	–	5.941	859.570	4.645
Depreciação, Depleção e Amortização	(288.070)	(4.090)	–	–	(4.090)	(292.160)	(1.651)
Custos capitalizados, líquidos	**565.559**	**1.851**	**–**	**–**	**1.851**	**567.410**	**2.994**
31 de dezembro de 2020							
Reservas de petróleo e gás não provadas	90.623	582	–	–	582	91.204	–
Reservas de petróleo e gás provadas	321.450	726	–	–	726	322.176	4.118
Equipamentos de suporte	380.392	3.956	–	4	3.960	384.352	–
Custos capitalizados brutos	792.464	5.264	–	4	5.268	(218.233)	4.118
Depreciação, Depleção e Amortização	(223.501)	(3.571)	–	(4)	(3.575)	(227.076)	(1.644)
Custos capitalizados, líquidos	**568.963**	**1.693**	**–**	**–**	**1.693**	**570.656**	**2.474**

b) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

	Consolidado						
		Exterior					
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
31 de dezembro de 2022							
Custos de aquisição de áreas							
Provadas	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas (*)	4.242	–	–	–	–	4.242	–
Custos de exploração	3.655	263	–	–	263	3.918	6
Custos de desenvolvimento	35.566	157	–	–	157	35.723	152
Total	**43.463**	**420**	**–**	**–**	**420**	**43.883**	**158**
31 de dezembro de 2021							
Custos de aquisição de áreas							
Provadas	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas	–	–	–	–	–	–	–
Custos de exploração	4.173	29	–	–	29	4.202	1
Custos de desenvolvimento	32.566	235	–	–	235	32.801	200
Total	**36.739**	**264**	**–**	**–**	**264**	**37.003**	**201**
31 de dezembro de 2020							
Custos de aquisição de áreas							
Provadas	1.701	–	–	–	–	1.701	–
Não provadas	128	–	–	–	–	128	–
Custos de exploração	4.135	53	–	–	53	4.188	–
Custos de desenvolvimento	28.627	13	–	–	13	28.640	293
Total	**34.591**	**66**	**–**	**–**	**66**	**34.657**	**293**

(*) Principalmente aquisição de direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa, conforme nota explicativa 24.1.

c) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de RTC no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

					Consolidado	
		Exterior				
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
31 de dezembro de 2022							
Receitas operacionais líquidas							
Vendas a terceiros	5.933	814	–	–	814	6.747	1.404
Intersegmentos	394.456	1	–	–	1	394.457	–
	400.389	815	–	–	815	401.204	1.404
Custos de produção	(103.035)	(386)	–	–	(386)	(103.421)	(207)
Despesas de exploração	(3.753)	(863)	–	–	(863)	(4.616)	–
Depreciação, depleção e amortização	(53.506)	(219)	–	–	(219)	(53.725)	(212)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(6.350)	(11)	–	–	(11)	(6.361)	–
Outras despesas operacionais líquidas	15.769	(5)	(39)	109	65	15.834	(115)
Resultados antes dos impostos	249.514	(669)	(39)	109	(599)	248.915	870
Imposto de renda e contribuição social	(84.549)	227	–	(16)	211	(84.338)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	**164.965**	**(442)**	**(39)**	**93**	**(388)**	**164.577**	**870**

					Consolidado	
		Exterior				
	Brasil	Américado Sul	América do Norte	Outros	Total	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
31 de dezembro de 2021							
Receitas operacionais líquidas							
Vendas a terceiros	5.239	706	–	–	706	5.945	1.187
Intersegmentos	293.983	1	–	–	1	293.984	–
	299.222	707	–	–	707	299.929	1.187
Custos de produção	(93.834)	(359)	–	–	(359)	(94.193)	(235)
Despesas de exploração	(3.718)	(13)	–	–	(13)	(3.731)	–
Depreciação, depleção e amortização	(33.306)	(251)	–	–	(251)	(33.557)	(204)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	16.375	–	–	–	–	16.375	–
Outras despesas operacionais líquidas	5.171	52	–	(409)	(357)	4.814	(94)
Resultados antes dos impostos	189.910	136	–	(409)	(273)	189.637	654
Imposto de renda e contribuição social	(64.570)	(46)	–	139	93	(64.477)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	**125.340**	**90**	**–**	**(270)**	**(180)**	**125.160**	**654**

					Consolidado	
		Exterior				
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
31 de dezembro de 2020							
Receitas operacionais líquidas							
Vendas a terceiros	3.936	556	–	–	556	4.492	743
Intersegmentos	169.592	1	–	–	1	169.593	–
	173.528	557	–	–	557	174.085	743
Custos de produção	(47.716)	(298)	–	–	(298)	(48.014)	(271)
Despesas de exploração	(4.134)	(36)	–	–	(36)	(4.170)	–
Depreciação, depleção e amortização	(43.783)	(260)	–	–	(260)	(44.043)	(287)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(34.448)	–	–	–	–	(34.448)	–
Outras despesas operacionais líquidas	(5.500)	(10)	66	(159)	(103)	(5.603)	(792)
Resultados antes dos impostos	37.947	(47)	66	(159)	(140)	37.807	(607)
Imposto de renda e contribuição social	(12.901)	15	(22)	54	47	(12.854)	206
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	**25.046**	**(32)**	**44**	**(105)**	**(93)**	**24.953**	**(401)**

d) Informações sobre reservas

Conforme apresentado na nota explicativa 4.1, as reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados de geociências e de engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservatórios conhecidos e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que preveem o direito de operação, salvo se evidências deem razoável certeza da renovação. O projeto de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou deve-se ter razoável certeza de que o projeto será iniciado dentro de um prazo razoável. Estas estimativas de reservas de petróleo e gás natural requerem um elevado nível de julgamento e complexidade, e influenciam diferentes itens das Demonstrações Financeiras da companhia.

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2022, 2021 e 2020 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission (SEC).

Reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas provadas passíveis de serem recuperadas: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente pequeno comparado com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais ou equipamentos para recuperação dessas reservas provadas, que são chamadas de reservas provadas não desenvolvidas.

As estimativas das reservas estão sujeitas a variações em função de incertezas técnicas do reservatório e alterações nos cenários econômicos.

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

				Entidades Consolidadas	Investidas por Equivalência Patrimonial		
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Óleo na África	Total
Reservas em 31.12.2019	8.083	1	8	8.092	23	42	8.156
Revisão de estimativas anteriores	269	(1)	(7)	261	–	–	261
Extensões e descobertas	35	–	–	35	–	–	35
Vendas de reservas	(61)	–	–	(61)	–	(41)	(102)
Produção no ano	(792)	–	(1)	(793)	(4)	(1)	(798)
Reservas em 31.12.2020	7.534	–	–	7.534	18	–	7.552
Revisão de estimativas anteriores	1.654	2	11	1.667	1	–	1.668
Vendas de reservas	(9)	–	–	(9)	–	–	(9)
Produção no ano	(773)	–	(1)	(774)	(3)	–	(777)
Reservas em 31.12.2021	8.406	2	10	8.419	17	–	8.435
Revisão de estimativas anteriores	1.705	–	–	1.705	3	–	1.708
Vendas de reservas (1)	(455)	–	(10)	(465)	(1)	–	(465)
Produção no ano	(748)	–	(1)	(749)	(3)	–	(752)
Reservas em 31.12.2022	8.908	2	–	8.910	16	–	8.926

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.
(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

				Entidades Consolidadas	Investidas por Equivalência Patrimonial		
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Gás natural no Brasil	Gás natural na América do Sul	Gás sintético no Brasil	Total consolidado	Gás natural na América do Norte	Gás natural na África	Total
Reservas em 31.12.2019	8.381	156	12	8.549	9	47	8.605
Revisão de estimativas anteriores	(93)	(119)	(11)	(222)	–	–	(222)
Extensões e descobertas	36	–	–	36	–	–	36
Vendas de reservas	(42)	–	–	(42)	–	(47)	(90)
Aquisição de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Produção no ano	(735)	(12)	(1)	(749)	(2)	–	(750)
Reservas em 31.12.2020	7.547	26	–	7.572	8	–	7.580
Revisão de estimativas anteriores	1.615	167	19	1.802	–	–	1.802
Vendas de reservas	(15)	–	–	(15)	–	–	(15)
Produção no ano	(692)	(16)	(1)	(709)	(1)	–	(710)
Reservas em 31.12.2021	8.455	177	18	8.650	7	–	8.657
Revisão de estimativas anteriores	1.667	16	–	1.682	–	–	1.682
Vendas de reservas (1)	(408)	–	(17)	(425)	(1)	–	(425)
Produção no ano	(626)	(20)	(1)	(647)	(1)	–	(648)
Reservas em 31.12.2022	9.088	173	–	9.261	6	–	9.267

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.
(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás consumido, que representam 37% de nossa reserva provada total de gás natural em 2022.

As tabelas abaixo resumem as informações sobre as mudanças nas reservas provadas de óleo e gás, em milhões de barris de óleo equivalente, das nossas entidades consolidadas e investidas por equivalência patrimonial para 2022, 2021 e 2020:

				Entidades Consolidadas	Investidas por Equivalência Patrimonial		
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Óleo equivalente no Brasil	Óleo equivalente na América do Sul	Óleo equivalente sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo equivalente na América do Norte	Óleo equivalente na África	Total
Reservas em 31.12.2019	9.480	27	10	9.517	24	49	9.590
Revisão de estimativas anteriores	253	(21)	(9)	224	–	–	224
Extensões e descobertas	41	–	–	41	–	–	41
Vendas de reservas	(68)	–	–	(68)	–	(49)	(117)
Produção no ano	(914)	(2)	(1)	(918)	(5)	–	(923)
Reservas em 31.12.2020	8.792	5	–	8.796	19	–	8.816
Extensões e descobertas	–	–	–	–	1	–	1
Revisão de estimativas anteriores	1.923	30	14	1.967	2	–	1.969
Vendas de reservas	(11)	–	–	(11)	–	–	(11)
Produção no ano	(888)	(3)	(1)	(892)	(3)	–	(896)
Reservas em 31.12.2021	9.816	31	13	9.860	18	–	9.878
Extensões e descobertas	1.983	3	–	1.986	3	–	1.988
Vendas de reservas (1)	(523)	–	(12)	(536)	(1)	–	(536)
Produção no ano	(852)	(4)	(1)	(857)	(3)	–	(860)
Reservas em 31.12.2022	10.423	31	–	10.453	17	–	10.470

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.
(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2022, incorporamos 1.988 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 1.279 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente no campo de Búzios e em outros campos nas Bacias de Santos e Campos; e

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf
Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

(ii) adição de 709 milhões de boe decorrente de outras revisões, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios da camada pré-sal da Bacia de Santos e pela prorrogação contratual dos campos Rio Urucu e Leste do Urucu. Não tivemos alterações relevantes referentes à variação do preço do petróleo.

As adições nas reservas provadas foram parcialmente reduzidas em 536 milhões de boe, decorrentes da cessão de 5% de nossa participação no Excedente da Cessão Onerosa em Búzios e do efeito dos acordos de coparticipação do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia, além de ações de cessão de direitos em campos maduros.

A reserva provada total da companhia, em 2022, resultou em 10.470 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e cessões de direito descritas acima e descontando a produção do ano, de 860 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2021, incorporamos 1.969 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 1.376 milhões de boe, em função, principalmente, do avanço no desenvolvimento do campo de Búzios, decorrente da aquisição do excedente da Cessão Onerosa e assinatura do acordo de coparticipação, e de investimentos em novos projetos para aumento da recuperação em outros campos das Bacias de Santos e Campos;

(ii) adição de 429 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função do aumento de preço; e

(iii) adição de 164 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios no pré sal da Bacia de Santos.

Estas adições foram reduzidas em 11 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2021, resultou em 9.878 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 896 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2020, incorporamos 223,7 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 637,1 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas à boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;

(ii) adição de 253,9 milhões de boe devido à aprovação de novos projetos, principalmente nas Bacias de Santos e Campos; e

(iii) redução de 667,2 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço.

Também incorporamos 40,8 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 116,8 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2020, resultou em 8.815,7 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 922,5 milhões de boe em 2020. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:

	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
		(mmbbl)		(bncf)	(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.185	–	5.447	–	5.093
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	–	91	–	16
Total Entidades Consolidadas	4.186	–	5.538	–	5.109
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	14	–	5	–	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	14	–	5	–	15
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.200	–	5.543	–	5.124
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.723	–	3.641	–	5.330
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	–	82	–	14
Total Entidades Consolidadas	4.724	–	3.723	–	5.345
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2	–	1	–	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	–	1	–	2
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.726	–	3.724	–	5.347
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.926	–	9.267	–	10.470

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 24% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 2% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 4% nas reservas não desenvolvidas.
(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

2021

	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
		(mmbbl)		(bncf)	(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.711	10	5.591	18	5.656
América do Sul, exceto Brasil (1)	1		79		14
Total Entidades Consolidadas	4.712	10	5.669	18	5.670
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	15		6		16
Total Investidas por equivalência patrimonial	15		6		16
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.727	10	5.675	18	5.686
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.695		2.865		4.173
América do Sul, exceto Brasil (1)	1		98		17
Total Entidades Consolidadas	3.696		2.963		4.190
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2		1		2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2		1		2
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	3.698		2.964		4.192
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.425	10	8.639	18	9.878

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 24% nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 2% nas reservas desenvolvidas e 3% nas reservas não desenvolvidas.
(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

2020

	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
		(mmbbl)		(bncf)	(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.858	–	5.714	–	5.810
América do Sul, exceto Brasil (1)	–	–	26	–	5
Total Entidades Consolidadas	4.858	–	5.740	–	5.814
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	17	–	7	–	18
Total Investidas por equivalência patrimonial	17	–	7	–	18
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.875	–	5.747	–	5.833
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	2.676	–	1.833	–	2.982
América do Sul, exceto Brasil (1)	–	–	–	–	–
Total Entidades Consolidadas	2.676	–	1.833	–	2.982
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	1	–	1	–	1
Total Investidas por equivalência patrimonial	1	–	1	–	1
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	2.678	–	1.833	–	2.983
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	7.552	–	7.580	–	8.816

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 21% nas reservas desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 6% nas reservas desenvolvidas e 5% nas reservas não desenvolvidas.
(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

e) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do primeiro preço de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício, incluindo custos de abandono, com base em indicações de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da SEC requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

As informações relativas à mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados são apresentadas originalmente em dólar norte-americano no Form 20-F da SEC e foram convertidas para o real para apresentação nestas demonstrações financeiras. Desta forma, visando manter a consistência com os critérios utilizados na mensuração das estimativas de futuras entradas de caixa, conforme descrito anteriormente, a taxa de câmbio utilizada para conversão de cada um dos períodos decorre da cotação média do dólar norte-americano durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinada como uma média aritmética não ponderada da cotação do primeiro dia de cada mês dentro desse período. As variações cambiais decorrentes desta conversão são demonstradas como ajuste acumulado de conversão nas tabelas de movimentação dos fluxos, conforme a seguir.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

	Consolidado			Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	Total	
Em 31 de dezembro de 2022				
Fluxos de caixa futuros	5.068.475	4.311	5.072.786	8.146
Custo de produção futuros	(2.058.944)	(1.837)	(2.060.781)	(1.407)
Custo de desenvolvimento futuros	(322.232)	(660)	(322.892)	(110)
Despesa futura de imposto de renda	(919.144)	(453)	(919.597)	–
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	**1.768.155**	**1.360**	**1.769.515**	**6.630**
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(782.186)	(636)	(782.822)	(2.065)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	**985.969**	**724**	**986.693**	**4.565**
Em 31 de dezembro de 2021				
Fluxos de caixa futuros	3.291.524	3.154	3.294.678	6.061
Custo de produção futuros	(1.418.582)	(1.401)	(1.419.983)	(1.765)
Custo de desenvolvimento futuros	(236.435)	(573)	(237.008)	(148)
Despesa futura de imposto de renda	(561.549)	(326)	(561.875)	–
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	**1.074.958**	**854**	**1.075.812**	**4.148**
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(458.566)	(376)	(458.942)	(1.626)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	**616.392**	**478**	**616.870**	**2.523**
Em 31 de dezembro de 2020				
Fluxos de caixa futuros	1.710.895	353	1.711.248	3.426
Custo de produção futuros	(937.130)	(261)	(937.391)	(2.385)
Custo de desenvolvimento futuros	(160.363)	(84)	(160.447)	(248)
Despesa futura de imposto de renda	(240.591)	–	(240.591)	(406)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	**372.811**	**8**	**372.819**	**387**
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(136.761)	(1)	(136.762)	(6)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	**236.050**	**8**	**236.058**	**380**

(1) Capitalização semestral

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	Total	
Saldo em 1º de janeiro de 2022	616.392	478	616.870	2.523
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(279.162)	(318)	(279.480)	(1.208)
Custos de desenvolvimento incorridos	35.566	158	35.723	152
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(87.735)	–	(87.735)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	–	–	–	50
Revisões de estimativas anteriores de volumes	332.473	89	332.562	420
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	666.963	630	667.593	1.799
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(120.127)	(201)	(120.328)	(22)
Acréscimo de desconto	61.639	70	61.709	478
Variação líquida do imposto de renda	(212.139)	(86)	(212.225)	–
Outros - não especificados	–	(76)	(76)	476
Ajuste acumulado de conversão	(27.901)	(19)	(27.920)	(103)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**985.969**	**724**	**986.693**	**4.565**
Saldo em 1º de janeiro de 2021	236.050	8	236.058	380
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(205.417)	(231)	(205.648)	(949)
Custos de desenvolvimento incorridos	32.566	235	32.800	200
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(1.323)	–	(1.323)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	–	–	–	54
Revisões de estimativas anteriores de volumes	221.312	1.098	222.410	159
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	581.419	311	581.730	2.153
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(106.868)	(639)	(107.507)	18
Acréscimo de desconto	23.605	1	23.606	266
Variação líquida do imposto de renda	(177.694)	(255)	(177.949)	258
Outros - não especificados	–	(50)	(50)	(35)
Ajuste acumulado de conversão	12.742	–	12.742	18
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**616.392**	**478**	**616.870**	**2.523**
Saldo em 1º de janeiro de 2020	346.836	271	347.107	5.556
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(125.812)	(72)	(125.884)	(483)
Custos de desenvolvimento incorridos	28.627	13	28.640	293
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(4.346)	–	(4.346)	(5.373)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	2.614	–	2.614	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	16.225	(181)	16.044	(51)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(280.348)	(743)	(281.091)	(1.927)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(24.211)	500	(23.711)	345
Acréscimo de desconto	34.684	48	34.731	59
Variação líquida do imposto de renda	127.263	124	127.387	262
Outros - não especificados	–	(36)	(36)	8
Ajuste acumulado de conversão	114.518	83	114.601	1.691
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**236.050**	**8**	**236.058**	**380**

Aparentes diferenças na soma de parcelas dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos são frutos de arredondamentos.

MUDANÇA CLIMÁTICA (não auditado)

A companhia considerou os impactos relacionados as suas metas climáticas e aos riscos climáticos no seu Planejamento Estratégico (PE). As premissas e projeções do cenário Base do PE são utilizadas para determinadas estimativas contábeis, incluindo o valor em uso utilizado nos testes de recuperabilidade de ativos (nota 4.2).

a) Metas climáticas

Em 2021, a companhia assumiu a ambição de neutralizar as emissões nas atividades sob seu controle (Escopos 1 e 2) e influenciar parceiros a atingir a mesma ambição em ativos não operados, em prazo compatível com o Acordo de Paris (ambições de net zero). Entretanto, a companhia reconhece que existem lacunas tecnológicas relevantes para o atingimento das suas ambições de net zero.

O objetivo central do Acordo de Paris é fortalecer a resposta global à ameaça da mudança climática, mantendo o aumento da temperatura global neste século abaixo de 2 °C quando comparado aos níveis pré-industriais e envidar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5 °C.

A ambição net zero da companhia soma-se à cesta de compromissos de sustentabilidade com horizonte 2025 e 2030, onde 6 compromissos são relacionados à mitigação de gases de efeito estufa (GEE):

- Redução das emissões absolutas operacionais em 30% até 2030 (em comparação com 2015);
- Zero queima de rotina em *flare* até 2030, conforme iniciativa *Zero Routine Flaring* do Banco Mundial;
- Reinjeção de 80 MM ton CO_2 até 2025 em projetos de CCUS (*Carbon Capture, Usage and Storage*);
- Intensidade de Gases de Efeito Estufa (GEE) no segmento de E&P: atingir intensidade do portfólio de 15 kgCO_2e/boe até 2025, mantidos 15 kgCO_2e/boe até 2030;
- Intensidade de GEE no segmento Refino: Atingir intensidade de 36 kgCO_2e/CWT até 2025 e 30 kgCO_2e/CWT até 2030; e
- Consolidação da redução de 55% (em comparação com 2015) na intensidade de emissões de metano no segmento *upstream* até 2025, atingindo 0,29 t CH_4/mil tHC.

Os compromissos acima não constituem garantias de desempenho futuro pela companhia e estão sujeitos a premissas que podem não se materializar e a riscos e incertezas que são difíceis de prever.

Os compromissos da companhia de redução de emissões de GEE, bem como a ambição de zerar as suas emissões líquidas operacionais de GEE (escopos 1 e 2) até 2050 foram considerados na elaboração do PE 23-27, aprovado pelo Conselho de Administração da companhia, plano atualizado a cada ano.

b) Riscos climáticos

Risco de transição para economia de baixo carbono

O risco da transição para uma economia de baixo carbono se reflete, principalmente, no preço do Brent, demanda por produtos e no preço do carbono.

O cenário Base do PE contempla políticas climáticas e ambientais que seguem em linha com as metas já anunciadas, em seus aspectos mais gerais. Em tal cenário, existe maior preocupação com a mobilidade e a qualidade do ar nos grandes centros urbanos. Soluções mais diretas para a transição energética, puxadas por grandes cidades e impulsionadas pela pressão da população, caracterizam esse cenário. A matriz energética mundial tem alterações importantes, principalmente no que diz respeito a participação do carvão e das fontes renováveis. O resultado desse cenário é de matriz energética mais diversificada, com crescimento da participação de renováveis e preços de commodities em linha com o observado historicamente.

Neste contexto, no cenário Base é considerado um intervalo de preço de petróleo variando da média de US$ 85/bbl em 2023 e atingindo US$ 55/bbl a partir de 2030, ou seja, expectativas de preço semelhantes ao cenário Announced Pledges (APS) da Agência Internacional de Energia, o qual é alinhado a 50% de probabilidade de manter o aumento de temperatura abaixo de 1,7°C em 2100. O cenário APS assume que todas as metas aspiracionais anunciadas pelos governos são cumpridas no prazo e na íntegra, incluindo suas metas de longo prazo net zero e de acesso à energia.

A valoração do portfólio no cenário Base da companhia utilizada para aprovação do Plano Estratégico é realizada sem a incidência do preço de carbono. Em que pese a publicação do Decreto n° 11.075/2022, a definição do instrumento a ser adotado no Brasil ainda está em processo de tramitação no legislativo federal (PL 412-2022), sendo que os setores e segmentos regulados ainda serão definidos no âmbito do poder executivo nacional. Desta forma, no momento, existem incertezas a respeito do funcionamento de um futuro mercado de carbono no Brasil, devido à falta de informações suficientes e confiáveis sobre as intenções futuras dos reguladores que permitam considerar o impacto do preço do carbono na valoração do portfólio da companhia para fins de estimativas contábeis. Mais de 97% das emissões operacionais de GEE da companhia ocorrem em território brasileiro.

Ao simular o valor presente líquido do portfólio da companhia no cenário Base, através de sensibilidade ao preço do *Brent* e ao preço de carbono constantes no cenário APS da Agência Internacional de Energia verificou-se que haveria impacto total positivo de 23% quando comparado ao valor calculado com base nas premissas internas acima detalhadas.

A simulação considera o impacto do preço do *Brent* no cenário APS somente sobre o segmento de E&P e manutenção das margens dos demais segmentos. Quanto ao efeito do preço de carbono na simulação, foi adotado o preço de carbono do cenário APS, aplicado com base em premissas referenciadas em mercados internacionais de carbono em operação, uma vez que ainda residem incertezas a respeito do funcionamento de um futuro mercado de carbono no Brasil. No cenário APS é considerado um intervalo de preço de carbono de US$ 40/bbl em 2030, passando para US$ 110/bbl em 2040 e atingindo US$ 160/bbl a partir de 2050.

Riscos Físicos

A companhia identifica e monitora os parâmetros físicos considerados potencialmente mais suscetíveis a alterações que podem causar mudanças de padrões nas condições de operacionalidade de seus ativos, como disponibilidade de água para refinarias e termelétricas, e padrões de ondas, vento e correntes oceânicas para plataformas.

Para as variáveis ambientais na região oceânica, contamos atualmente com parceiros tecnológicos para simular as condições atmosféricas, a circulação oceânica e as ondas futuras sob o efeito das projeções climáticas nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, que concentram aproximadamente 90% da produção atual da companhia. Para as variáveis meteoceanográficas *offshore* estudadas, de um modo geral, ao longo da vida útil de ativos da companhia, a magnitude dos impactos está dentro dos parâmetros de segurança já considerados em seus projetos.

As condições de operacionalidade dos ativos afetam determinadas estimativas contábeis da companhia.

BALANÇO SOCIAL (não auditado)

				Consolidado		
1- Base de Cálculo			2022			2021
Receita de vendas Consolidada (RL)			641.256			452.668
Lucro antes dos tributos sobre o lucro (RO)			274.998			151.575
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)			34.169			32.972
			% sobre			% sobre
2- Indicadores Sociais Internos	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
Alimentação	1.567	4,59	0,24	1.263	3,83	0,28
Encargos sociais compulsórios	4.888	14,31	0,76	4.524	13,72	1,00
Previdência privada	10.471	30,64	1,63	11.164	33,86	2,47
Licença maternidade e paternidade	18	0,05	–	16	0,05	–
Saúde	2.313	6,77	0,36	2.009	6,09	0,44
Segurança e saúde no trabalho	146	0,43	0,02	163	0,49	0,04
Educação	341	1,00	0,05	271	0,82	0,06
Cultura	8	0,02	–	8	0,02	–
Capacitação e desenvolvimento profissional	217	0,64	0,03	44	0,13	0,01
Creches ou auxílio-creche	32	0,09	–	21	0,06	–
Participação dos empregados nos lucros ou resultados e remuneração variável	3.533	10,34	0,55	3.227	9,79	0,71
Benefícios concedidos aos empregados de tempo integral que não são oferecidos a empregados temporários ou de tempo parcial (I)	279	0,82	0,04	128	0,39	0,03
Outros	1	–	–	3	0,01	–
Total - Indicadores sociais internos	**23.814**	**69,69**	**3,71**	**22.841**	**69,23**	**5,04**

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

3- Indicadores Sociais Externos	Valor	RO	% sobre RL	Valor	RO	% sobre RL
Projetos socioambientais voluntários	121	0,04	0,01	88	0,06	0,02
- Educação (II)	51	0,02	0,01	40	0,03	0,01
- Desenvolvimento Econômico Sustentável	13	-	-	5	-	-
- Oceano	25	0,01	-	23	0,02	0,01
- Florestas (III)	32	0,01	-	19	0,01	-
- Outros	-	-	-	1	-	-
Programas e projetos socioambientais compulsórios (condicionantes)	462	0,17	0,07	329	0,22	0,07
- Monitoramento ambiental nos processos de licenciamento (IV)	348	0,13	0,05	221	0,15	0,05
- Mitigação e compensação de impactos socioeconômicos (IV)	114	0,04	0,02	108	0,07	0,02
Patrocínios	49	0,02	-	50	0,03	0,01
- Cultura (V)	28	0,01	-	37	0,02	0,01
- Esportivo	4	-	-	1	-	-
- Negócio, Ciência e Tecnologia (VI)	17	0,01	-	12	0,01	-
Doações	272	0,10	0,04	101	0,07	0,02
- Energia e alimentação (VII)	263	0,10	0,04	67	0,04	0,01
- Situações de emergência (VIII)	9	-	-	-	-	-
- Outros (IX)	-	-	-	34	0,02	0,01
Total de investimentos para a sociedade	**904**	**0,33**	**0,12**	**567**	**0,38**	**0,05**
Tributos (excluídos encargos sociais)	216.507	78,73	33,76	161.648	106,65	35,71
Total - Indicadores sociais externos	**217.411**	**79,06**	**33,88**	**162.215**	**107,03**	**35,76**

4- Indicadores Ambientais	Valor	RO	% sobre RL	Valor	RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	4.186	1,52	0,65	3.820	2,52	0,84
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	( ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75%	( ) cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100%		( ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75%	( ) cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100%	
			2022			2021
Intensidade de Emissões de GEE no E&P (IGEE) – $kgCO_2e$/boe (X)			15,0			15,7
Intensidade de Emissões de GEE no Refino (IGEE) – $kgCO_2e$/CWT (X)			37,9			39,7
Volume Vazado de Óleo e Derivados - m^3 (XI)			218,33			11,60
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados (IV)			7			7
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente (IV)			3			3

5- Indicadores do Corpo Funcional	Consolidado 2022	Consolidado 2021
Número de empregados(as) ao final do exercício	45.149	45.532
Número de admissões durante o exercício	857	248
Número de desligamentos durante o exercício	1.144	3.456
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (XII)	105.397	99.126
Número de estagiários(as)	125	161
Número de empregados(as) acima de 45 anos	17.843	16.787
Número de mulheres que trabalham na empresa (XIII)	7.670	7.692
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (XIII)	19,4%	19,3%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (XIV)	13.937	13.914
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (XIV)	21,9%	21,3%
Número de empregados com deficiência	537	404
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens (XV)	0.97	0,96
Número médio de horas de treinamento por ano por empregado	56.9	63,34
Percentual de empregados que recebem regularmente análises de desempenho e de desenvolvimento de carreira (XVI)	99,8%	99,6%
Treinamento em Políticas de Combate a Corrupção (XVII)	11	9

6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	**2022**	**Metas 2023**
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (XVIII)	30,90	-
Número total de acidentados no trabalho (XIX)	244	248

Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por: (XX)	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por: (XXI)	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) todos(as) + Cipa	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa: (XXII)	( ) não se envolve	( ) segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolverá	( ) seguirá as normas da OIT	(X) incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla: (XXIII)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla: (XXIV)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa: (XXV)	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa: (XXVI)	( ) não se envolve	( ) apoia	(X) organiza e incentiva	( ) não se envolve	( ) apoia	(X) organiza e incentiva
Valor adicionado total a distribuir:	Em 2022		484.050	Em 2021		403.106
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	46% governo 6% colaboradores 37% acionistas 8% terceiros 3% retido			46% governo 8% colaboradores 25% acionistas 19% terceiros 2% retido		

7 - Outras Informações

(i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.

I. A Petrobras Controladora não faz distinção entre os benefícios oferecidos aos empregados que trabalham em tempo integral e aos empregados que optam pela redução de jornada com redução proporcional de remuneração. O valor ora apresentado se refere aos empregados das empresas Transpetro, Termobahia , Petrobras America INC., Petrobras Bolívia S.A., Petrobras Global Trading B.V., Petrobras de Valores Internacional de España S.L. - Sucursal Colombia, Petrobras International Braspetro B.V. - Sucursal Colombia, Petrobras Colômbia Combustibles S.A.

II. Do valor de 2022, 47% corresponde a recurso via lei de incentivo.

III. Este valor inclui o aporte de R$ 10 à Iniciativa Floresta Viva (matchfunding com BNDES).

IV. O valor de 2021 corresponde somente à controladora.

V. Do valor de 2022, 84% corresponde a recurso via lei de incentivo.

VI. Do valor de 2022, 3% corresponde a recurso via lei de incentivo.

VII. Doação de cestas básicas e doação financeira para auxílio alimentação e GLP a famílias em situação de vulnerabilidade social.

VIII. Doação financeira para ações emergenciais em atendimento a pessoas em situação de vulnerabilidade social, ocasionada ou agravada pelas enchentes ocorridas nos estados da Bahia, Minas Gerais e Pernambuco, e no município de Petrópolis (RJ).

IX. Doação de cilindros de oxigênio para combate à Covid.

X. Os resultados de desempenho em emissões em 2022 ainda serão verificados por terceira parte, sendo assim, podem ocorrer variações, não sendo esperadas alterações significativas. O indicador kg CO_2e/boe considera em seu denominador a produção bruta de óleo e gás ("wellhead"). O indicador kg CO2e/CWT foi desenvolvido pela Solomon Associates especificamente para a indústria de refino da Europa, e foi adotado pelo Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU Emissions Trading System, EU ETS) e pela CONCAWE (associação de empresas europeias de refino e distribuição de petróleo e gás). O CWT (Complexity Weighted Tonne) de uma refinaria considera o potencial de emissão de gases de efeito estufa (GEE), em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar as emissões de refinarias de diversos tamanhos e complexidades. IGEE-E&P abrange atividades de exploração e produção de óleo e gás com controle operacional. IGEE-Refino abrange atividades de refino com controle operacional.

XI. Soma dos volumes de vazamentos de óleo (ou derivados) que foram individualmente superiores a 1 barril e que alcançaram corpos hídricos ou solo não impermeabilizado. O critério volumétrico (>1 barril) é utilizado no indicador corporativo Volume Vazado de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) para reporte de incidentes relacionados a atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas de óleo não foram contabilizadas.

XII. Empregados de empresas contratadas cadastrados no Sistema de Gestão de Dados dos Prestadores de Serviços com atuação classificada como interna nas instalações da Petrobras ou em áreas sob responsabilidade da Companhia.

XIII. Número corresponde a empregadas mulheres, não incluindo empregadas de empresas contratadas que trabalham para Companhia.

XIV. Número corresponde a empregados negros, não incluindo empregados de empresas contratadas que trabalham nas instalações da Companhia. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, controladas no Brasil e as controladas no exterior PETROBRAS NETHERLANDS B.V., PETROBRAS AMERICA INC., PETROBRAS SINGAPORE PRIVATE LIMITED, PETROBRAS OPERACIONES S.A., PETROBRAS OIL & GAS B.V. - SUCURSAL TURQUIA, PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V.. Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.

XV. Média ponderada entre a razão da remuneração de mulheres e homens em 2022 de cada empresa e o seu respectivo efetivo. De acordo com a Diretriz 7 de nossa Política de Recursos Humanos e com o item 4.2.a do nosso Código de Conduta Ética, o Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras não faz distinção de gênero na remuneração entre homens e mulheres que ocupam o mesmo cargo ou função, e que estejam no mesmo nível salarial e nas mesmas condições de trabalho (regime de trabalho – administrativo, turno ou sobreaviso). Entretanto, a predominância masculina nos regimes de trabalho especiais (turno e sobreaviso) na indústria de óleo e gás, faz com que no geral, dentro de uma análise não equivalente de cargos/funções/nível salarial/regime de trabalho, haja uma pequena diferença salarial.

XVI. Média ponderada entre a razão dos empregados com avaliação de desempenho de cada empresa e o seu respectivo efetivo.

XVII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, Transpetro, TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA - BRASIL S.A., PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V. - SUCURSAL COLOMBIA e PETROBRAS COLOMBIA COMBUSTIBLES S.A.

XVIII. Média ponderada entre a razão da maior e da menor remuneração de cada empresa e o seu respectivo efetivo, não incluindo empregados de empresas contratadas que trabalham para Companhia.

XIX. Número total de acidentados excluindo os acidentados com lesão relacionada a primeiros socorros. O número apresentado para 2023 foi estimado com base no Limite de Alerta (LA) estabelecido para o indicador TAR (Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homem-hora) e no HHER (Homem-Hora de Exposição ao Risco) projetado para o ano e é abaixo do benchmark da indústria. Para fins de esclarecimento, usa-se o termo "Limite de Alerta" no lugar de "meta" para os indicadores de segurança. Não há limite de alerta específico para "acidentes", mas sim para "acidentados".

XX. No caso da Petronect a decisão coube à direção.

XXI. No caso da TBG os padrões são/serão definidos por todos + Cipa.

XXII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora e Controladas no Brasil. A Petrobras respeita a liberdade de associação e reconhece o efetivo direito à negociação coletiva. Seguimos as convenções da Organização Internacional do Trabalho (OIT), ratificadas pelo Brasil, e somos, desde 2003, signatários do Pacto Global da Organização das Nações Unidas, cujo princípio 3 prevê o reconhecimento efetivo do direito à negociação coletiva. A nossa Política de Recursos Humanos, aprovada pelo Conselho de Administração, prevê a implantação de acordos sustentáveis construídos por meio do diálogo, da ética e da transparência. Além disso, o nosso Código de Conduta Ética estabelece o direito à livre associação sindical. As participações societárias no exterior seguem a legislação local dos países onde atuamos, sendo que as empresas PETROBRAS BOLIVIA S.A., PETROBRAS DE VALORES INTERNACIONAL DE ESPAÑA S.L. - SUCURSAL COLOMBIA, PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V. - SUCURSAL COLOMBIA, PETROBRAS COLOMBIA COMBUSTIBLES S.A. seguem as normas da OIT.

XXIII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, controladas Brasil e exterior, exceto PETROBRAS OPERACIONES S.A. que contempla apenas direção.

XXIV. O programa de Participação nos Lucros e Resultados (PLR) não contempla os empregados que ocupam funções gratificadas. Estes empregados participam de um outro programa de remuneração variável chamado Prêmio por Performance (PPP). A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, controladas no Brasil e as controladas no exterior PETROBRAS AMERICA INC., PETROBRAS BOLIVIA S.A., PETROBRAS SINGAPORE PRIVATE LIMITED e PETROBRAS GLOBAL TRADING B.V. As demais empresas no exterior seguem legislação local, adotando participação dos lucros ou resultados apenas para a direção: TRANSPETRO INTERNATIONAL B.V. e PETROBRAS OPERACIONES S.A. e para direção e gerências na PETROBRAS NETHERLANDS B.V.

XXV. No caso da Petronect os padrões são/serão sugeridos.

XXVI. Dado da controladora, Transpetro, Transbel, TIBV, PEB e Petronect. As demais empresas apoiam/apoiarão ou não se envolvem/não se envolverão.

Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16 (não auditado)

Em atendimento às exigências de divulgação de dados sobre as atividades que, observados os requisitos do artigo 3º do Estatuto Social da Petrobras, estão relacionadas à consecução dos fins de interesse público em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, resumimos a seguir os compromissos vigentes no ano de 2022:

I – PPT – Programa Prioritário de Termeletricidade

A companhia possui um portfólio de contratos de comercialização de gás que contém contratos que estão no escopo do Programa Prioritário de Termeletricidade, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que visou à implantação de usinas termelétricas. As usinas integrantes desse Programa, desde que tivessem entrado em efetiva operação comercial até 31 de dezembro de 2004, fazem jus ao suprimento de gás natural pela Petrobras por um prazo de até 20 anos, contados a partir do início da operação comercial, com preço pré-estabelecido e reajustado pela inflação americana.

O suprimento de gás para as usinas no âmbito do PPT gerou, em 2022, receitas de aproximadamente R$ 1.029 e custos de R$ 1.269 (inclui custo do gás e despesas de infraestrutura e transporte), resultado este suprido pelo orçamento da companhia.

II– CONPET – Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

O Programa, instituído por meio do Decreto de 18 de julho de 1991, visa promover o desenvolvimento de uma cultura antidesperdício no uso dos recursos naturais não renováveis. A Petrobras participa também do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV), em parceria com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que visa estimular a produção e a utilização de aparelhos a gás e veículos mais eficientes. Em 2022, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram no montante aproximado de R$ 417 mil.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA

Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

GILENO GURJÃO BARRETO
PRESIDENTE

EDISON ANTONIO COSTA BRITTO GARCIA
CONSELHEIRO

FRANCISCO PETROS
CONSELHEIRO

IÊDA APARECIDA DE MOURA CAGNI
CONSELHEIRA

JEAN PAUL TERRA PRATES
CONSELHEIRO

JONATHAS ASSUNÇÃO SALVADOR NERY DE CASTRO
CONSELHEIRO

JOSÉ JOÃO ABDALLA FILHO
CONSELHEIRO

MARCELO GASPARINO DA SILVA
CONSELHEIRO

MARCELO MESQUITA DE SIQUEIRA FILHO
CONSELHEIRO

RICARDO SORIANO DE ALENCAR
CONSELHEIRO

ROSANGELA BUZANELLI TORRES
CONSELHEIRA

DIRETORIA EXECUTIVA

JEAN PAUL TERRA PRATES
PRESIDENTE

CLÁUDIO ROGÉRIO LINASSI MASTELLA
DIRETOR EXECUTIVO DE COMERCIALIZAÇÃO E LOGÍSTICA

FERNANDO ASSUMPÇÃO BORGES
DIRETOR EXECUTIVO DE EXPLORAÇÃOE PRODUÇÃO

JOÃO HENRIQUE RITTERSHAUSSEN
DIRETOR EXECUTIVO DE DESENVOLVIMENTODA PRODUÇÃO

PAULO PALAIA
DIRETOR EXECUTIVO DE TRANSFORMAÇÃO DIGITAL E INOVAÇÃO

RAFAEL CHAVES SANTOS
DIRETOR EXECUTIVO DE RELACIONAMENTO INSTITUCIONAL E SUSTENTABILIDADE

RODRIGO ARAUJO ALVES
DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES

RODRIGO COSTA LIMA E SILVA
DIRETOR EXECUTIVO DE REFINO E GÁS NATURAL

SALVADOR DAHAN
DIRETOR EXECUTIVO DE GOVERNANÇA ECONFORMIDADE

EDMILSON NASCIMENTO DAS NEVES
CONTADOR-CRC-RJ-089819/O-8

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, o presidente e os diretores da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida República do Chile, 65, Rio de Janeiro, RJ, inscrita no CNPJ sob nº 33.000.167/0001-01, declaram que as demonstrações financeiras foram elaboradas nos termos da lei ou do estatuto social e que:

(i) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2022;

(ii) reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no relatório da KPMG Auditores Independentes Ltda., relativamente às demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2022.

Rio de Janeiro, 1° de março de 2023.

Jean Paul Terra Prates
Presidente

Cláudio Rogério Linassi Mastella
Diretor Executivo de Comercialização e Logística

Fernando Assumpção Borges
Diretor Executivo de Exploração e Produção

João Henrique Rittershaussen
Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção

Paulo Palaia
Diretor Executivo de Transformação Digital e Inovação

Rafael Chaves Santos
Diretor Executivo de Relacionamento Institucional e Sustentabilidade

Rodrigo Araujo Alves
Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

Rodrigo Costa Lima e Silva
Diretor Executivo de Refino e Gás Natural

Salvador Dahan
Diretor Executivo de Governança e Conformidade

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Rio de Janeiro – RJ

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2022 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras em 31 de dezembro de 2022, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

1 – Avaliação da mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde

Conforme Nota Explicativa nº 17.3 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

A Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus empregados.

A mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde é dependente, em parte, de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos e hospitalares projetados. A Companhia contrata atuários externos para auxiliar no processo de avaliação dessas premissas atuariais e no cálculo da obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde.

Consideramos a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente ao processo de determinação das premissas atuariais, bem como pelo impacto que alterações nessas premissas poderiam ter na obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:

– Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de mensuração da obrigação atuarial, incluindo controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos e hospitalares projetados;
– Avaliação do escopo, competência e objetividade do atuário externo contratado para auxiliar na definição da estimativa de obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde, incluindo a natureza e escopo do trabalho efetuado, sua qualificação e experiência profissional; e
– Avaliação, com o envolvimento de nossos especialistas atuariais, das premissas como taxa de desconto e custos médicos e hospitalares projetados, incluindo comparação com dados obtidos de fontes externas.

No decorrer da nossa auditoria foram identificados ajustes que afetariam a mensuração e a divulgação da obrigação atuarial dos planos de pensão, os quais não foram registrados e divulgados pela administração, por terem sido considerados imateriais.

Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

2 – Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção

Conforme Notas Explicativas nºs 4.2(b) e nº 25 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

A Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa ("UGC"), estima o valor recuperável de cada UGC utilizando como base um fluxo de caixa projetado para cada UGC e, compara com os valores contabilizados para esses ativos. As projeções de fluxo de caixa usadas para determinar os valores recuperáveis desses ativos dependem de certas premissas futuras como: preço do petróleo (*Brent),* taxa de câmbio (Real / Dólar norte-americano), gastos capitalizáveis ("CAPEX"), gastos operacionais ("OPEX") e, as estimativas de volumes e os prazos de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a mudanças na taxa de desconto utilizada nos fluxos de caixa.

A definição das UGCs do segmento de exploração e produção considera fatores operacionais que refletem a interdependência entre os ativos de petróleo e gás, podendo resultar na redefinição através de agregações ou segregações de áreas de exploração e produção dentro das UGCs.

Consideramos a avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção como um principal assunto de auditoria devido ao grau de complexidade e subjetividade na definição das UGC´s de exploração e produção e, o impacto que alterações nas premissas futuras poderiam ter na estimativa do valor recuperável.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:

– Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de determinação do valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção, incluindo controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação das UGCs, e das premissas-chave utilizadas na estimativa do valor recuperável;
– Avaliação dos fatores operacionais considerados pela Companhia para as alterações nas UGCs de exploração e produção durante o ano, e a comparação com dados obtidos de fontes internas e externas;
– Avaliação da determinação da estimativa de volumes de recuperação das reservas de petróleo e gás preparada internamente, comparando com os volumes certificados por especialista externo de reservas contratado pela Companhia, e, para uma seleção amostral de UGCs, com dados históricos de produção;
– Avaliação do escopo, competência e objetividade dos engenheiros internos da Companhia responsáveis pela estimativa de reservas de petróleo e gás natural, bem como, do especialista externo de reservas contratado pela Companhia, a qual inclui a avaliação da natureza dos trabalhos efetuados, bem como suas qualificações e experiências profissionais;
– Avaliação, para uma seleção amostral de UGCs, o CAPEX e o OPEX utilizados nas projeções de fluxos de caixa comparando o mesmo com o plano de negócios aprovado da Companhia, e seus orçamentos de longo prazo;
– Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dos fluxos de caixa projetados, comparando as projeções com o resultado realizado desses fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2022 para uma seleção de UGCs; e
– Avaliação, com o auxílio dos nossos especialistas em finanças corporativas, das premissas-chave utilizadas no teste de impairment, como a taxa de desconto, o preço futuro do petróleo e gás natural e as taxas de câmbio, comparando-as com dados externos de mercado.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

3 – Análise das provisões para contingências e divulgações de certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias

Conforme Nota Explicativa nº 18 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

A Companhia é parte passiva em processos judiciais de natureza trabalhistas, cíveis e tributárias, decorrentes do curso normal de suas atividades.

A Companhia registra uma provisão para essas causas quando é provável a ocorrência de uma saída de caixa para quitação de uma obrigação presente, e quando a mesma possa ser razoavelmente estimada. A Companhia divulga uma contingência quando a probabilidade de perda da causa é considerada possível, ou quando a probabilidade é considerada provável mas não é possível estimar razoavelmente o valor de saída de caixa.

Consideramos esse assunto como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente à determinação das estimativas relacionadas com os valores envolvidos, a avaliação do prognóstico de perda, e com a probabilidade de saída de recursos para certas contingências trabalhistas, cíveis e tributárias, consideradas mais significativas.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:

– Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de avaliação dos processos judiciais, incluindo controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação do prognóstico de perda, da saída de recursos, e da estimativa do valores envolvidos, bem como os controles relacionados com a divulgação nas demonstrações financeiras;
– Avaliação do escopo, competência e objetividade dos assessores jurídicos, internos e externos, que auxiliam a Companhia na definição do prognóstico de perda, estimativa dos valores envolvidos, e a probabilidade de saída de recursos, bem como suas qualificações e experiências profissionais;
– Obtenção de confirmações recebidas diretamente dos assessores jurídicos externos e representações do departamento jurídico da Companhia, que incluem avaliações sobre os prognósticos de perda, a estimativa de valores envolvidos e a probabilidade de saída de recursos. Comparamos essas avaliações e estimativas àquelas usadas pela Companhia, e avaliamos a adequação das divulgações efetuadas; e
– Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dessas estimativas comparando aos valores pagos na resolução dos processos no exercício, com as provisões previamente reconhecidas.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o nível de provisionamento para as causas acima referidas, bem como as divulgações correlatas, no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

4 – Avaliação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas

Conforme Nota Explicativa nº 19 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

Como parte das suas operações, a Companhia incorre em custos com obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando do abandono de áreas.

A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de áreas inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida, o reparo ambiental, o desmantelamento e a remoção das estruturas e equipamentos utilizados nas áreas de produção de petróleo e gás natural, bem como, os prazos e os custos estimados de abandono.

Consideramos a avaliação de estimativa de provisão para desmantelamento de áreas como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente à determinação das referidas premissas, em especial a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental, ou seja os critérios a serem atendidos quando do momento da efetiva remoção e restauração, os prazos e os custos estimados de abandono.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:

– Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas, incluindo controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas-chave que compreendem os prazos para o abandono da áreas, e os custos estimados de abandono;
– Avaliação das premissas dos prazos de abandono usados pela Companhia por meio da comparação das curvas de produção e vida útil das reservas utilizadas na estimativa, com os volumes de reservas de petróleo e gás natural certificados por especialista externo de reservas contratado pela Companhia;
– Avaliação da estimativa dos custos estimados de abandono por meio de comparação com relatórios externos da indústria;
– Avaliação do escopo, competência e objetividade dos engenheiros internos da Companhia responsáveis pelas curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural, bem como, do especialista externo de reservas contratado pela Companhia, a qual inclui a avaliação da natureza dos trabalhos efetuados, bem como suas qualificações e experiências profissionais; e
– Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dessa estimativa comparando uma seleção amostral de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás em fase de abandono, com as provisão para desmantelamento contabilizada para estas áreas.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo da provisão para desmantelamento de áreas é aceitável no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração e o Relatório de Desempenho Financeiro.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrangem o Relatório da Administração e o Relatório de Desempenho Financeiro e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esses relatórios.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e o Relatório de Desempenho Financeiro e, ao fazê-lo, considerar se esses relatórios estão, de forma relevante, inconsistentes com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparentam estar distorcidos de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração e/ou no Relatório de Desempenho Financeiro, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

– Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf
Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

– Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.

– Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.

– Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.

– Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

– Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 1º de março de 2023

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Ulysses M. Duarte Magalhães
Contador CRC RJ-092095/O-8

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada nesta data, examinou os seguintes documentos emitidos pela PETROBRAS e apreciados pelo Conselho de Administração, em 01 de março de 2023: I - Relatório da Administração do Exercício de 2022; II - Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022 e III - Proposta de Distribuição de Dividendos do exercício de 2022.

Com base nos exames efetuados, considerando as práticas contábeis adotadas no Brasil, as informações prestadas pela Administração e o Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Contábeis individuais e consolidadas, emitido sem ressalvas pela KPMG Auditores Independentes Ltda., datado de 01 de março de 2023, o Conselho Fiscal opina que os documentos apresentados estão em condições de serem deliberados pela Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas da PETROBRAS.

Os Conselheiros Fiscais declaram não conhecer quaisquer outros eventos que possam afetar as Demonstrações Contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

Rio de Janeiro, 01 de março de 2023

Sergio Henrique Lopes de Sousa
Presidente

Janete Duarte Mol
Conselheira

Marisete Fátima Dadald Pereira
Conselheira

Michele da Silva Gonsales Torres
Conselheira

Patricia Valente Stierli
Conselheira

Eduardo Damazio da Silva Rezende
Assessor Técnico
CRC/RJ- 084155/O-3

RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO PETROBRAS

Aos Conselheiros de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Apresentação

O Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras ("CAE" ou "Comitê") é um órgão de caráter permanente, vinculado diretamente ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras ("Companhia"), possui Regimento Interno próprio ("Regimento"), sendo regido pelas regras previstas na legislação e demais regulações brasileiras – especialmente pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016, Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, Decreto nº 11.048, de 18 de abril de 2022 e Resolução CVM nº 23 da Comissão de Valores Mobiliários, de 25 de fevereiro de 2021, e demais regulações aplicáveis, inclusive a Sarbanes-Oxley Act ("SOx") e regras emitidas pela U.S. *Securities and Exchange Commission* ("SEC") e pela Bolsa de Valores de Nova Iorque ("NYSE").

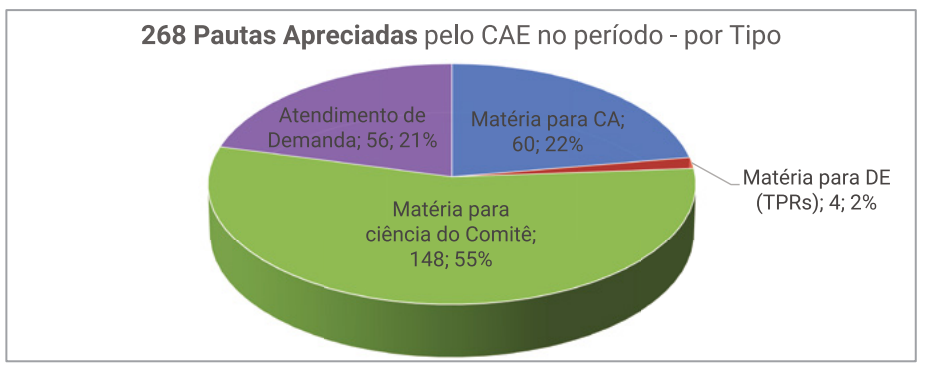
O CAE tem por finalidade assessorar o Conselho de Administração no exercício de suas funções, atuando principalmente sobre (i) a qualidade, transparência e integridade das demonstrações financeiras consolidadas anuais e trimestrais; (ii) a efetividade dos processos de controles internos para a produção de relatórios financeiros; (iii) a atuação, independência e qualidade dos trabalhos dos auditores independentes e dos auditores internos; (iv) o gerenciamento de riscos; (v) as transações com partes relacionadas; (vi) os cálculos e resultados atuariais dos planos e benefícios mantidos pela Fundação Petrobras de Seguridade Social; (vii) o monitoramento das atividades do plano de assistência à saúde na modalidade autogestão; e (viii) a adequação das ações de prevenção e combate à fraude e corrupção.

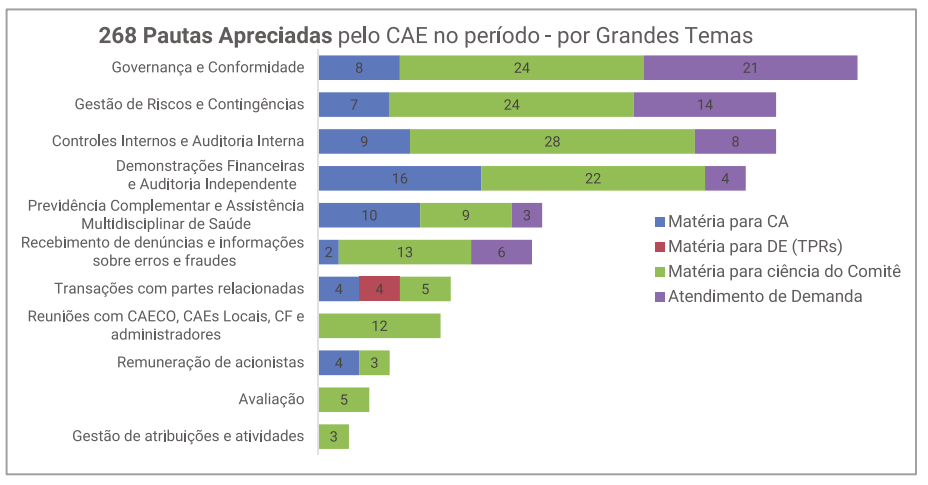
O CAE é composto por 4 (quatro) membros, escolhidos pelo Conselho de Administração dentre seus integrantes. Ao menos 01 (um) dos membros do CAE deverá ser integrante do Conselho de Administração da Petrobras eleito pelos acionistas minoritários ou pelos detentores de ações preferenciais.

Resumo das Atividades no Exercício 2022

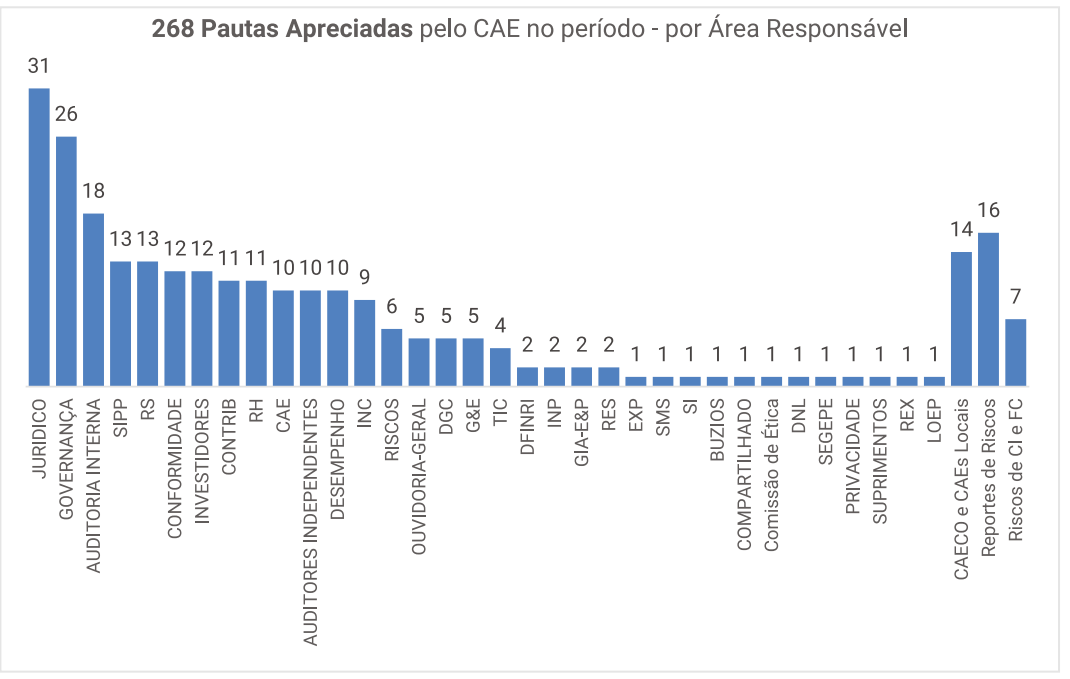
No período de 22 de fevereiro de 2022 (após a reunião ordinária do CAE que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao Exercício findo em 31/12/2021) a 1º de março de 2023 (data da reunião ordinária do CAE que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao Exercício findo em 31/12/2022), o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras realizou 51 reuniões que contemplaram 268 pautas, envolvendo Conselheiros de Administração, Conselheiros Fiscais, Membros do Comitê de Integridade, Membros da Comissão de Ética da Petrobras, Diretores Executivos, Gerentes Executivos, Advogada-Geral, Ouvidor-Geral, Auditores Internos, Auditores Independentes, Advogados Internos e Externos e membros de Comitês de Auditoria das Participações Societárias da Petrobras, assim segregadas:

Período de 22/02/2022 a 01/03/2023		
Total de reuniões	51 reuniões	4,3 reuniões / mês
Total de pautas	268 pautas	5,3 pautas / reunião





(*) As principais pautas estão descritas em detalhe mais adiante no Relatório (itens 3.1 a 3.10)



(*) As principais pautas estão descritas em detalhe mais adiante no Relatório (itens 3.1 a 3.10).

Legenda:
CONTRIB – Contabilidade e Tributário
DNL - Desenvolvimento de Negócios de Logística
DGC – Diretoria de Governança e Conformidade
DFINRI – Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores
EXP - Exploração
INC – Integridade Corporativa
INP – Integração de Negócios e Participações
G&E – Gás e Energia
GIA-E&P – Gestão Integrada de Ativos de Exploração e Produção
LOEP – Logística de E&P
RES – Reservatórios
REX – Relacionamento Externo
RH – Recursos Humanos
RS – Responsabilidade Social
SI – Segurança da Informação
SIPP – Supervisão Integrada de Planos de Previdência
SMS – Segurança, Meio Ambiente e Saúde
TIC – Tecnologia da Informação e Telecomunicações
Riscos de CI e de FC – Matriz de Riscos de Controles Internos e de Fraude e Corrupção

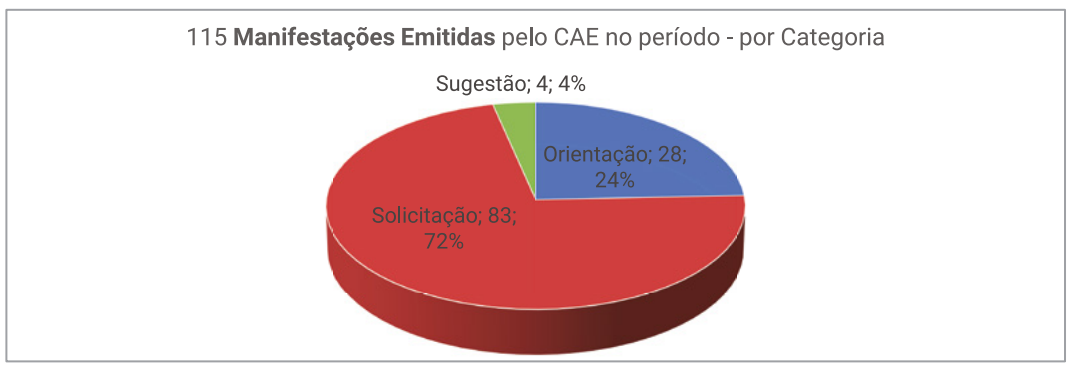
Nesse período, o CAE emitiu 115 Manifestações, o que representa uma média de 2,3 manifestações por reunião. As manifestações podem ser solicitações, orientações e sugestões, conforme definidas no padrão de funcionamento do CAE:

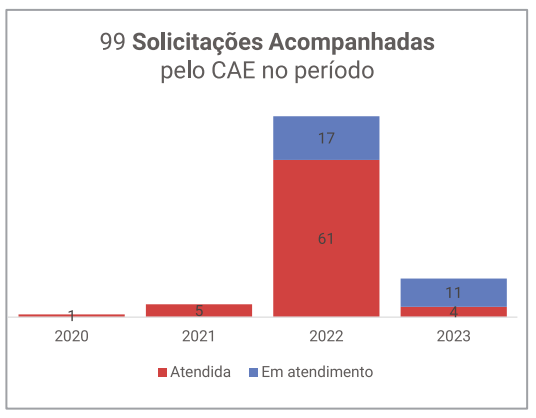
– As solicitações são aquelas em que as unidades responsáveis deverão retornar ao Comitê, conforme prazo definido ou para acompanhamento periódico, como *follow-up*;

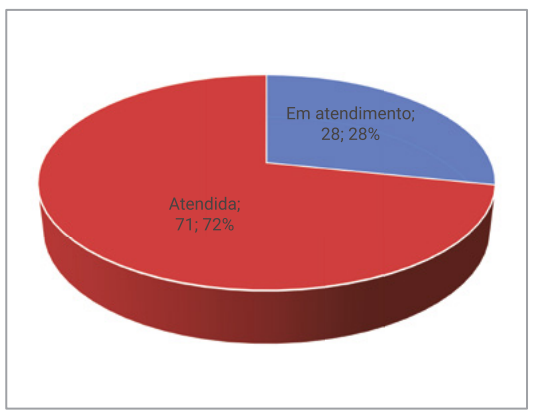
– As orientações são aquelas que o Comitê espera que sejam seguidas pelas unidades responsáveis, sem retorno obrigatório ao Comitê, e, geralmente, estão relacionadas aos assuntos encaminhados;

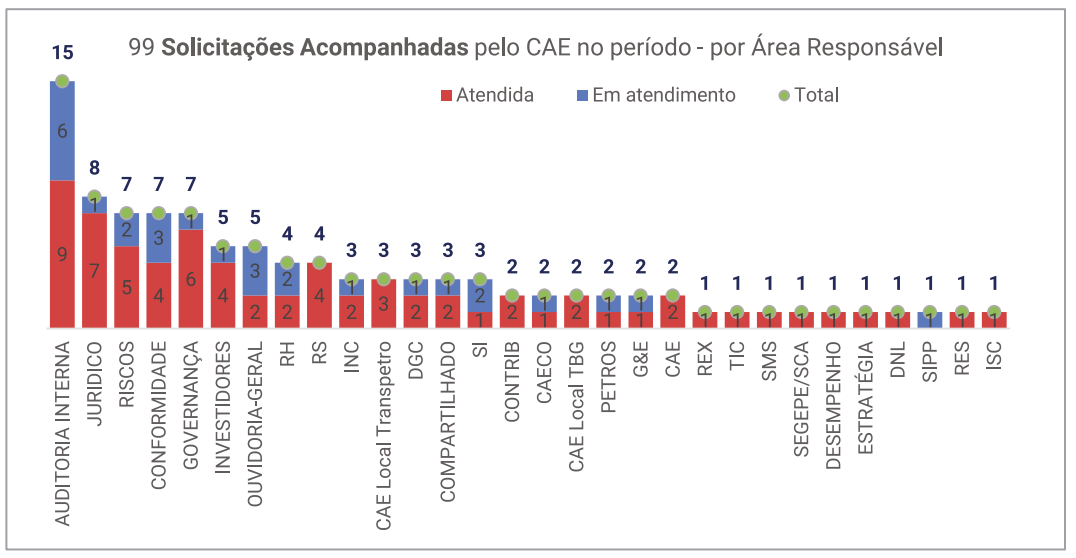
– As sugestões são aquelas emitidas para as unidades responsáveis, que irão realizar uma avaliação de pertinência e oportunidade de acolhimento.

Ao longo do período, foi realizado o acompanhamento de 83 Solicitações, considerando as Solicitações emitidas no período e em períodos anteriores que ainda estavam em aberto, das quais 71 foram atendidas nesse período e as demais encontram-se em atendimento.









Legenda:
CAECO – Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras
CONTRIB – Contabilidade e Tributário
DGC – Diretoria de Governança Corporativa
G&E – Gás e Energia
INC – Integridade Corporativa
ISC – Inteligência e Segurança Corporativa
RES – Reservatórios
REX – Relacionamento Externo
RH – Recursos Humanos
RS – Responsabilidade Social
SI – Segurança da Informação
SIPP – Supervisão Integrada de Planos de Previdência
SMS – Segurança, Meio Ambiente e Saúde
TIC – Tecnologia da Informação e Telecomunicações

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacam-se as seguintes:

- Acompanhamento do processo de elaboração das demonstrações financeiras e informações trimestrais, relativas ao Exercício findo em 31/12/2022, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes;
- Acompanhamento da matriz de riscos classificados como Altos e Muito Altos, dos Riscos Estratégicos para fins de reporte à Alta Administração, além da apreciação da evolução da Matriz de Riscos da Petrobras, bem como o Relatório Integrado de Atividades de Gestão de Riscos Empresariais 2021;
- Recebimento, encaminhamento e monitoramento de denúncias através do Relatório de Integridade e do Relatório Integrado da Ouvidoria Geral; e sessão reservada trimestral sobre as denúncias de fraude e corrupção de alto risco e muito alto risco contemplando todas as atividades, denúncias e providências tomadas;

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf
Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf

PETROBRAS

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

- Acompanhamento do Plano Anual de Atividades da Auditoria Interna 2022, onde o CAE tomou conhecimento dos pontos de atenção e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como fez o acompanhamento de providências saneadoras adotadas pela Administração;
- Avaliação do relatório das transações com partes relacionadas da Petrobras, revisão anual da Política de Partes Relacionadas e apreciação de 10 pautas de análise prévia de transações com partes relacionadas;
- Acompanhamento da Matriz de Riscos de Controles Internos e de Fraude e Corrupção (contemplando os desafios e ações de mitigações, e a matriz de materialidade para embasar a seleção destes desafios aos riscos de fraude e corrupção);
- Avaliação do Relatório Semestral de Gestão do Patrocínio de Planos de Benefícios Previdenciários, Revisão Anual das Premissas Atuariais CVM 2022 Petrobras e acompanhamento da Governança e a Política de Investimentos da Fundação Petros;
- Acompanhamento da Associação Petrobras de Saúde (APS);
- Realização de 2 (duas) reuniões conjuntas com o Conselho Fiscal, e realização de 13 reuniões, como itens de pauta, com o Comitê de Auditoria do Conglomerado Petrobras (CAECO) e com os comitês de auditoria das sociedades do conglomerado Petrobras que possuem CAE próprio (CAE Local), a saber: CAE da Transpetro, CAE da TBG e CAE da Gaspetro;
- Acompanhamento da evolução do projeto de automatização dos Controles Internos e do Projeto #tranS4mar que engloba um conjunto de transformações tecnológicas e tem como principal iniciativa a mudança do sistema integrado de gestão (ERP);
- Acompanhamento do projeto relativo às iniciativas sociais voltadas para famílias em situação de vulnerabilidade social, para contribuir com o acesso a insumos essenciais, com foco no GLP.

Recomendações à Diretoria Executiva

Nos debates estabelecidos nas reuniões, realizadas no período em questão, com os gestores das diversas áreas da Companhia, foram efetuadas recomendações para melhoria dos processos de controles e gestão dos negócios. As manifestações e os respectivos atendimentos são devidamente registrados em atas. O CAE monitora periodicamente a implantação dessas melhorias e das adequações sugeridas.

O Comitê de Auditoria Estatutário julga que as recomendações formuladas ao longo do período coberto por este relatório de atividades do CAE – cujos Planos de Ação encontram-se concluídos ou em andamento – foram cercados de procedimentos mitigatórios satisfatórios, visando minimizar eventuais riscos de controles internos que pudessem impactar as demonstrações contábeis relativas ao exercício social findo em 31/12/2022.

Conclusões e recomendação ao Conselho de Administração

Durante o exercício de 2022, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, tendo presente as atribuições e limitações inerentes ao escopo de sua atuação, considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados, anteriormente aqui descritos de forma sumarizada, concluíram que:

i. os processos de controles internos para a produção dos relatórios financeiros foram efetivos e as ações de prevenção e combate à fraude e corrupção foram adequadas;
ii. a Auditoria Independente foi efetiva e não foi reportada nenhuma ocorrência que pudesse comprometer sua independência;
iii. a gestão e o monitoramento dos principais fatores de riscos foram gerenciados pela Administração;
iv. as transações com partes relacionadas avaliadas e monitoradas no período atenderam à Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras e forneceram evidências quanto à existência de condições estritamente comutativas, transparência, equidade, interesse da Companhia e divulgação adequada e tempestiva; e
v. os parâmetros em que se fundamentaram os cálculos atuariais, bem como o resultado dos planos de benefícios mantidos pela Fundação Petrobras de Seguridade Social são razoáveis e alinhados às melhores práticas de mercado.

O exercício de 2022 foi um período muito produtivo para o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras, com destaque para as atividades de monitoramento da qualidade das demonstrações financeiras, dos controles internos, da conformidade e do gerenciamento de riscos, de forma a assegurar o equilíbrio, a transparência e a integridade das informações financeiras publicadas para os investidores.

Neste contexto, como resultado de todo esse trabalho de acompanhamento e supervisão efetuados pelo Comitê, o CAE declara que não foi identificada nenhuma situação de divergência significativa entre a Administração, os Auditores Independentes da KPMG e o próprio Comitê de Auditoria Estatutário em relação às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022, estando todos os fatos relevantes adequadamente divulgados nas Demonstrações Financeiras auditadas relativas a 31/12/2022.

O Comitê de Auditoria Estatutário registra seu agradecimento e reconhecimento aos Conselheiros Marcio Andrade Weber, Murilo Marroquim de Souza e Rodrigo de Mesquita Pereira pelas relevantes contribuições aos trabalhos realizados pelo Comitê.

Rio de Janeiro, 01 de março de 2023.

Edison Antonio Costa Britto Garcia
Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário

Francisco Petros
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

Gileno Gurjão Barreto
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

Valdir Augusto de Assunção
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

PETROBRAS

PETR B3 LISTED N2 | PBR LISTED NYSE | PBRA LISTED NYSE | XPBRA Cotizado en Latibex | XPBR Cotizado en Latibex | MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA | GOVERNO FEDERAL BRASIL UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 10/04/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/04/10/petrobras1568728310042023.pdf

Hash:16808074831b84f3b68ab747249d588594ac78c2bf