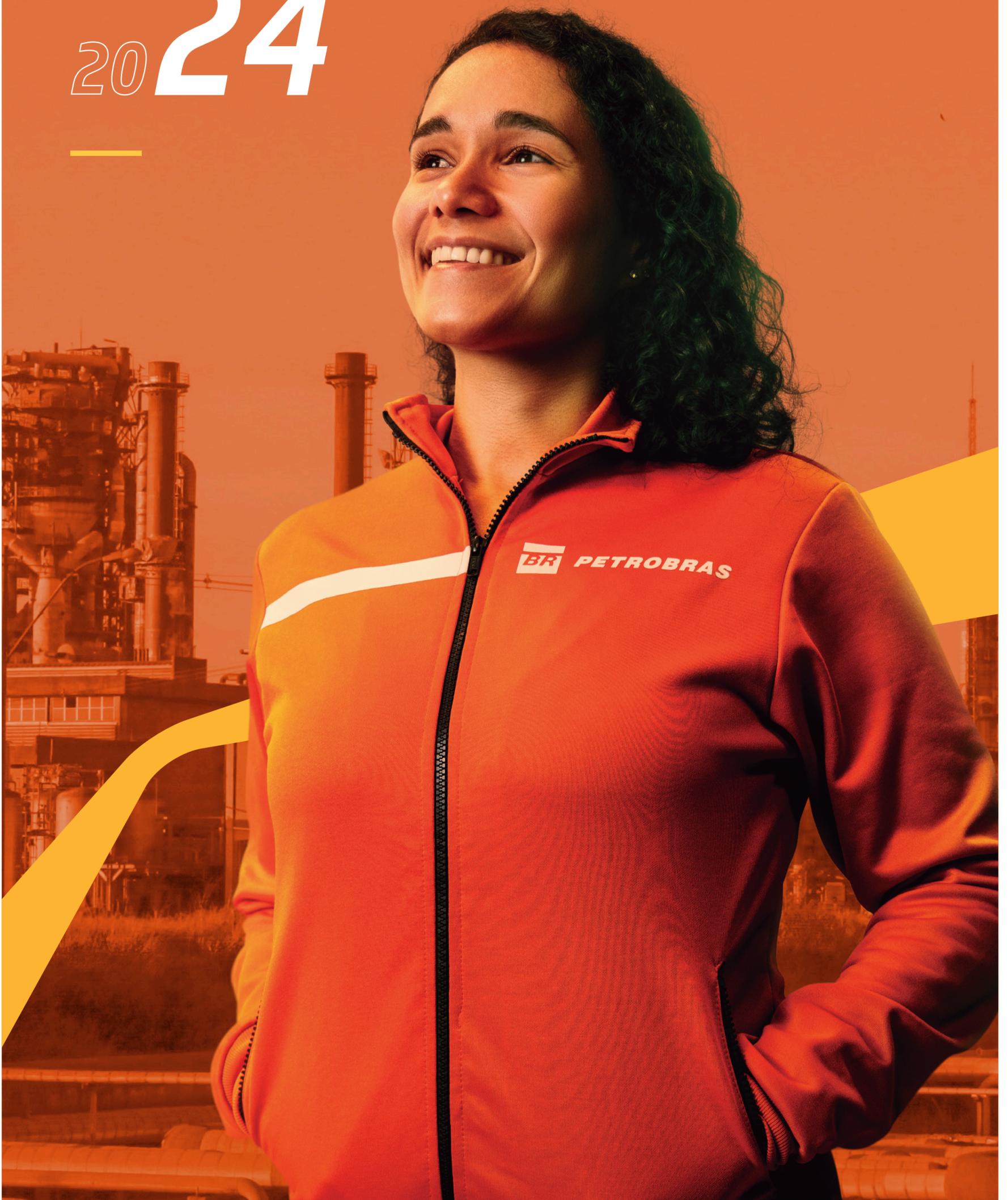




RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2024



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, conseqüentemente, 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 13 das Demonstrações Financeiras Petrobras.

Mensagem da Presidente

Prezados acionistas e investidores,

É com enorme satisfação que me dirijo a vocês para apresentar algumas das diversas conquistas que obtivemos em 2024 e falar um pouco sobre o futuro próximo da nossa Petrobras.

O excelente resultado operacional e financeiro de 2024 demonstra, mais uma vez, a capacidade da nossa empresa de gerar valores que são revertidos para a sociedade e para os nossos investidores. Destaco a geração operacional de US\$ 38 bilhões e a dívida financeira de US\$ 23 bilhões, o menor nível desde 2008.

A variação do lucro que reportamos se deve, fundamentalmente, a uma questão de natureza contábil que não afeta nosso caixa: a variação cambial das dívidas entre a Petrobras e suas subsidiárias no exterior¹. O resultado do ano também foi impactado pelos efeitos, no 2T24, da transação tributária que encerrou disputas judiciais de R\$ 45 bilhões. Esta transação tributária, destaca, tem repercussão amplamente positiva para a Petrobras sob as perspectivas de mitigação de riscos e de desembolsos de caixa. Expurgando os eventos exclusivos, o lucro líquido do ano seria de US\$ 19,4 bilhões (R\$ 103 bilhões) e o EBITDA, US\$ 45,9 bilhões (R\$ 245,8 bilhões).



Magda Chambriard
Presidente da Petrobras

Em 2024, atingimos novamente nossas metas de produção de óleo e gás. Como sempre friso: toda gota de óleo que gera lucro para a companhia importa. Portanto, a realização das metas de produção é fundamental para a Petrobras, porque nos permite maximizar a geração de valor através da melhor integração com os nossos ativos de *downstream*. O compromisso com as metas também reflete nosso foco em eficiência operacional e gestão de projetos.

Vale citar algumas conquistas de 2024 relacionadas às nossas metas de produção: a antecipação da entrada em operação do FPSO Maria Quitéria no campo de Jubarte, o atingimento da capacidade máxima de produção do FPSO Sepetiba, no campo de Mero, e a entrada em produção do FPSO Marechal Duque de Caxias, também no campo de Mero.

No refino, aumentamos o fator de utilização das nossas refinarias para 93%, o maior em dez anos, e batemos recorde de processamento de óleos do pré-sal – que somaram 70% do total processado. Também constituíram recordes históricos a produção de gasolina e diesel S-10.

A despeito da excelência de nossos resultados de 2024, queremos e iremos fazer muito mais.

No refino, teremos, em 2025, um incremento de 25 mil bpd de capacidade de processamento com a conclusão do revamp do Trem 1 da RNEST, já considerando a entrada da Unidade de SNOx em 2024. Alcançaremos também 63 mil bpd adicionais de produção de diesel S-10 com a nova unidade de Hidrotratamento (HDT) da Replan.

Na exploração & produção (E&P), vamos aumentar a produção de petróleo em 100 mil bpd, avançando rumo à marca de 2,5 milhões de bpd em 2027. Também aumentaremos a oferta de gás para 50 milhões de m³/dia em 2026. Para atingir esse objetivo, iniciaremos a operação, em 2025, do segundo módulo da unidade de processamento de gás do Complexo Boaventura, com capacidade para processar 10,5 milhões de m³/dia, totalizando 21 milhões de m³/dia de capacidade total. Ainda em 2025, adicionaremos uma capacidade de produção de petróleo de 585 mil bpd mediante o comissionamento de três novas unidades de produção no pré-sal. A primeira delas, o FPSO Almirante Tamandaré, é a maior plataforma a entrar em operação no campo de Búzios, e já vem produzindo desde fevereiro. Esta unidade, que é a sexta do campo de Búzios, foi fundamental para uma conquista extremamente relevante: nesta segunda-feira, dia 24 de fevereiro, conseguimos ultrapassar a marca de 800 mil barris em Búzios.

Independentemente da magnitude dos resultados e da infraestrutura a ser implantada, sabemos que não podemos descansar. Os campos de petróleo e gás naturais, por mais produtivos que sejam, são finitos e, portanto, se exauram naturalmente. Por isso, perseguir a reposição de suas reservas de óleo e gás é fundamental para que a Petrobras mantenha sua posição de destaque nas próximas décadas. Avulta, assim, a importância da exploração responsável da Margem Equatorial, sempre em linha com os compromissos firmados com os órgãos ambientais. Na mesma linha, priorizaremos nossos esforços exploratórios na Bacia de Pelotas e nos demais ativos do nosso portfólio.

Reitero aqui que nossa diligência em repor as reservas de óleo e gás não encerra qualquer contradição a busca incessante pela neutralidade de nossas emissões operacionais. Nossa produção atual de petróleo e gás já se sobressai com uma das menores pegadas ambientais da indústria. Não obstante, continuamos engajados na redução das nossas emissões operacionais e na busca por investimentos rentáveis para as emissões de escopo 3.

Ressalto a perspectiva de rentabilidade: nossa governança estabelece que os nossos investimentos, em todos os segmentos de negócio, devem ser rentáveis, mesmo em um cenário com premissas mais desafiadoras. É o que temos feito, por exemplo, no segmento de E&P: sancionamos apenas os projetos que apresentem expectativa de rentabilidade considerando o valor do Brent a US\$ 45/bbl a longo prazo. Somente com a geração de valor econômico continuaremos construindo uma Petrobras longa, responsável e capaz de gerar riqueza para as próximas gerações.

E é isso que propusemos com o nosso novo Plano Estratégico. Continuamos com o foco no E&P, com crescimento de produção e priorização de reposição de reservas. Ao mesmo tempo, mantemos a estratégia de integração com o *downstream* e aumentamos os esforços de descarbonização e geração de energia verde para sermos líderes na transição energética justa.

Neste sentido, seguimos analisando oportunidades de diversificação rentável e de atuação integrada em petroquímica. Estamos avançando nos estudos de parcerias com grandes players para a produção de etanol, além da iniciativa, também em colaboração com parceiros, para produção de e-metanol, que visa implantar a primeira planta em escala comercial no Brasil, entre outras iniciativas de descarbonização.

Estamos retornando ao segmento de fertilizantes, com a operação da ANSA prevista para 2025 e a retomada das obras da UFN 3.

Todas essas iniciativas contribuem para o crescimento sustentável da Petrobras, gerando retorno aos acionistas governamentais e privados e para a sociedade.

Em 2024, entregamos um retorno total ao acionista da ordem de 20%, considerando a valorização da ação e o pagamento de dividendos. Investimos R\$ 91 bilhões (5% do total de investimentos do Brasil), sustentando 250 mil empregos. Pagamos R\$ 270 bilhões em tributos; distribuímos R\$ 102,6 bilhões em dividendos, dos quais R\$ 37,9 bilhões correspondem ao grupo de controle; e destinamos mais de R\$ 1 bilhão em investimentos socioambientais voluntários e obrigatórios, patrocínios e doações.

Nossos esforços nas áreas ambiental, social e de governança receberam um importante reconhecimento: neste ano, Petrobras retornou ao Índice Dow Jones de Sustentabilidade, um dos mais importantes do mundo. A Petrobras é uma das nove empresas globais de energia qualificadas entre mais de 50 companhias do setor avaliadas.

Continuaremos a gerar altos retornos à sociedade e aos acionistas e estou convicta de que o caminho para isso é continuar investindo em projetos rentáveis, com disciplina de capital, racionalidade, governança e eficiência, trabalhando com integridade, segurança, inovação e cuidado com as pessoas, o nosso principal ativo. A Petrobras tem pela frente um futuro ainda mais brilhante. O Brasil é a nossa energia.

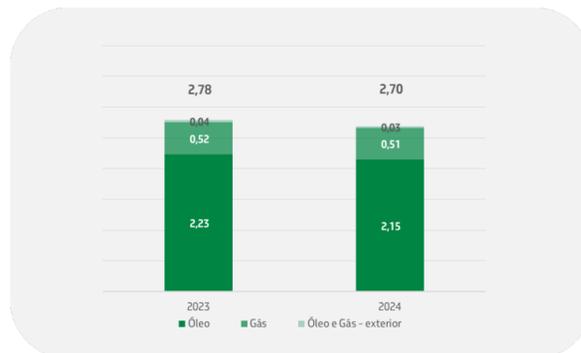
Produção e Vendas

Destaques 2024

No ano de 2024, a Petrobras atingiu todas as metas de produção estabelecidas em seu Plano Estratégico 2024-2028+, dentro do intervalo de ±4%. A produção total de óleo e gás natural alcançou 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed).

A produção comercial de óleo e gás natural em 2024 atingiu 2,4 milhões de boed e a produção de óleo foi de 2,2 milhões de barris por dia (bpd).

PRODUÇÃO TOTAL PRÓPRIA ⁽¹⁾ (Milhões boed)



A companhia também estabeleceu novos recordes anuais de produção total própria e operada no pré-sal, com 2,2 milhões de boed e 3,2 milhões de boed, respectivamente. O volume de produção no pré-sal representa 81% da produção total da companhia em 2024.

Destacamos os principais eventos do ano relacionados à produção de petróleo e gás natural:

- Início de produção do FPSO Maria Quitéria, em 15 de outubro: no campo de Jubarte, na área conhecida como Parque das Baleias, no pré-sal localizado na porção capixaba da Bacia de Campos. A unidade tem capacidade de produzir diariamente até 100 mil barris de óleo e de processar até 5 milhões de metros cúbicos de gás. O FPSO Maria Quitéria teve a entrada antecipada. Sua previsão inicial era 2025, de acordo com o Plano Estratégico 2024-28+.
- Início de produção do FPSO Marechal Duque de Caxias, em 30 de outubro: no campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos. A unidade tem capacidade de produzir, diariamente, até 180 mil barris de óleo e de comprimir até 12 milhões de metros cúbicos de gás.
- O navio-plataforma Sepetiba, que opera no campo de Mero, atingiu o topo de produção de 180 mil barris de petróleo por dia (bpd) em agosto, após 8 meses de operação.
- Início da operação comercial da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), localizada no Complexo de Energias Boaventura (Itaboraí, RJ). O primeiro módulo, com capacidade de processar 10,5 milhões de m³/dia de gás, entrou em operação em 10 de novembro, e seu segundo módulo tem previsão de entrada no primeiro trimestre de 2025, atingindo a capacidade instalada de processamento de gás de 21 milhões de m³/dia, com os dois módulos.
- Em 16 de dezembro, o FPSO Alexandre de Gusmão saiu do estaleiro Cosco Qidong, na China, rumo ao campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos. A plataforma, que será o quarto sistema definitivo de produção do campo, está prevista para entrar em operação em 2025 e tem capacidade para produzir 180 Mbpd de óleo e comprimir 12 MMm³/d de gás natural.
- O FPSO Almirante Tamandaré está na locação no campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos, com as atividades de ancoragem e comissionamento do primeiro poço concluídas, tendo iniciado a produção em fevereiro de 2025. O navio plataforma tem capacidade para produzir até 225 Mbpd de óleo e 12 MMm³/d de gás natural, maior FPSO da América do Sul em capacidade de produção de óleo e gás. Este é o primeiro dos seis sistemas contratados pela Petrobras para operar com essa capacidade, e as próximas cinco unidades, que serão de propriedade da empresa, incluem os projetos Búzios 9 (P-80), Búzios 10 (P-82), Búzios 11 (P-83), Atapu 2 (P-84) e Sélia 2 (P-85).

Atingimos recordes anuais de produção no pré-sal



Produção total operada no pré-sal: 3,23 MMboed (recorde anterior de 3,15 milhões de boed em 2023)



Produção total própria no pré-sal: 2,19 MMboed (recorde anterior de 2,17 milhões de boed em 2023)

No segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), a produção total de derivados em 2024 foi de 1,78 milhões de barris por dia, levemente superior em relação à 2023. Deste total, 69% correspondem a produtos de alto valor agregado (diesel, gasolina e QAV), 1 p.p acima de 2023.

Principais destaques de 2024 no RTC:

- O fator de utilização total (FUT) em 2024 foi de 93%, o que representa a maior utilização do parque de refino desde 2014, considerando as refinarias atuais da Petrobras.
- Alcançamos recorde de 70% de participação do óleo do pré-sal na carga processada em 2024 (aumento de 4 p.p. em relação a 2023), fruto da otimização de uso dessas correntes para produção de derivados de maior valor agregado e diminuição de emissões atmosféricas.
- Registramos em 2024 recordes de produção de gasolina (420 mil bpd) e diesel S-10 (452 mil bpd). As refinarias REPAR e REDUC atingiram suas melhores marcas na produção de gasolina e RPBC, REGAP, REFAP, REVAP e REDUC registraram recordes históricos na produção de diesel S-10 em 2024 (considerado o parque atual).
- No ano, as vendas de diesel S-10 representaram 64% do total de vendas de óleo diesel, superando o recorde de 62% registrado em 2023, e reportamos aumento de 5,8% nas vendas de QAV em 2024.
- Ampliamos a oferta de produtos mais sustentáveis, com menores emissões de carbono. Entre esses produtos estão o Diesel R com conteúdo renovável, a linha de asfalto CAP PRO, o *bunker* com conteúdo renovável e a Gasolina Podium Carbono Neutro, contribuindo para o nosso compromisso com a transição energética justa.

“A certificação da fração renovável do VLS B24 é mais um indicativo da nossa estratégia de liderar a transição energética justa, apresentando soluções economicamente viáveis e adequadas às demandas da sociedade por sustentabilidade.”

Claudio Schlosser, Diretor de Logística, Comercialização e Mercados

- Em 2024, atingimos a marca de 100 mil m³ de venda de Diesel R com conteúdo renovável (R5) e cerca de 10 mil toneladas de CO₂ de emissões evitadas. Registramos também aumento de 27% nas vendas da Gasolina Podium Carbono Neutro em relação a 2023 com 225 mil toneladas de CO₂ neutralizadas por créditos de carbono.
- Recebemos o certificado internacional ISCC EU RED (*International Sustainability & Carbon Certification - European Union - Renewable Energy Directive*), uma das certificações mais reconhecidas no mercado, para a comercialização de *bunker* com conteúdo renovável no Terminal de Rio Grande (TERIG). O VLS (*Very Low Sulfur*) B24 é resultado da mistura de *bunker* de origem mineral com 24% de biodiesel e tem o potencial de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em, aproximadamente, 20%. Essa certificação celebra o pioneirismo da Petrobras que, em julho de 2024, foi a primeira empresa no país a obter autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para a comercialização de combustível marítimo com conteúdo renovável.

Recordes anuais no segmento do RTC:



— Atingimos o maior fator de utilização total (93%) do parque de refino desde 2014.
— Alcançamos recorde de 70% de participação do óleo do pré-sal na carga processada em 2024.
— Registramos em 2024 recordes de produção de gasolina (420 mil bpd) e diesel S-10 (452 mil bpd).



No ano, as vendas de diesel S-10 representaram 64% do total de vendas de óleo diesel, superando o recorde de 62% registrado em 2023.

“O excelente resultado do refino em 2024, atingindo volumes anuais históricos de produção de gasolina e diesel S-10, além da maior taxa de utilização do parque desde 2014, demonstram nosso foco em eficiência, segurança e operacionalização rentável dos ativos, fruto dos investimentos e atuação integrada de todo segmento RTC.”

William França, Diretor de Processos Industriais e Produtos

¹⁾ A variação cambial nestas transações entra no resultado líquido da holding no Brasil.

¹⁾ Aparentes diferenças no somatório das parcelas devem-se a arredondamentos.



VOLUME DE PRODUÇÃO CONSOLIDADO (Mbpd)

	2024	2023	Δ 2024 / 2023 (%)
Diesel	715	715	-
Gasolina	420	403	4,2
Querosene de Aviação (QAV)	87	84	3,6
Nafta	73	70	4,3
Óleo Combustível	191	207	(7,7)
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	120	123	(2,4)
Outros	177	172	2,9
VOLUME DE PRODUÇÃO TOTAL	1.783	1.772	0,6

VOLUME DE VENDAS CONSOLIDADO (Mbpd)

	2024	2023	Δ 2024 / 2023 (%)
Diesel	725	746	(2,8)
Gasolina	401	418	(4,1)
Querosene de Aviação (QAV)	110	104	5,8
Nafta	70	68	2,9
Óleo Combustível	28	33	(15,2)
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	214	206	3,9
Outros	171	169	1,2
Total de derivados	1.719	1.744	(1,4)
Renováveis, nitrogenados e outros	7	4	75,0
Petróleo	147	181	(18,8)
Gás natural	206	226	(8,8)
Total mercado interno	2.079	2.155	(3,5)
Exportação de petróleo, derivados e outros	798	806	(1,0)
Vendas no exterior	37	45	(17,8)
Total mercado externo	835	851	(1,9)
TOTAL GERAL	2.914	3.006	(3,1)

EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO LÍQUIDA (Mbpd)

	2024	2023	Δ 2024 / 2023 (%)
Exportação (importação) líquida	499	485	2,9
Importação	299	321	(6,9)
Petróleo	151	156	(3,2)
Diesel	60	63	(4,8)
Gasolina	11	39	(71,8)
Nafta	-	-	-
GLP	59	45	31,1
Outros derivados	18	18	-
Exportação	798	806	(1,0)
Petróleo	602	594	1,3
Óleo combustível	150	161	(6,8)
Outros derivados	46	51	(9,8)

Para mais informações sobre o nosso desempenho operacional, veja Relatório de Produção e Vendas, disponível no nosso site de Relações com Investidores (www.petrobras.com.br/ri).

Reservas Provadas

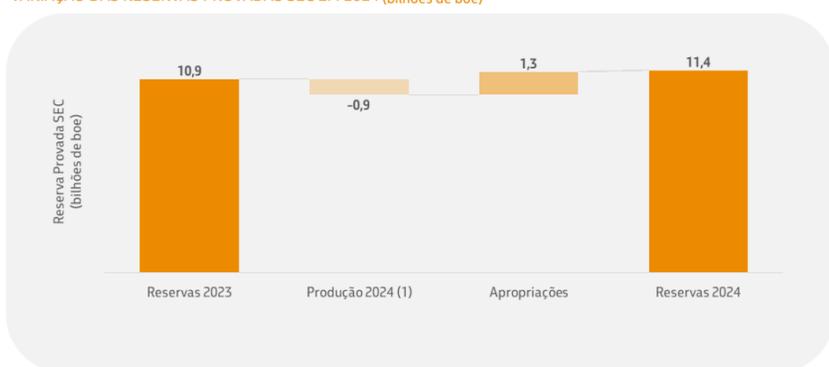
Nossas reservas provadas de óleo, condensado e gás natural, estimadas segundo critérios da SEC, resultaram em 11,4 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), em 31 de dezembro de 2024. Desse total, 85% são de óleo e condensado e 15% de gás natural.

Em 2024, seguimos uma trajetória de adição significativa de reservas (1,3 bilhão de boe), alcançando um índice de reposição de reservas (IRR) de 154%, com foco em ativos rentáveis e em alinhamento com a busca por uma transição energética justa, gerando valor para a sociedade e acionistas.

A adição de reservas ocorreu, principalmente, em função do prosseguimento do desenvolvimento dos campos de Atapu e Sépia, e do desempenho dos ativos, com destaque para os campos de Búzios, Itapu, Tupi e Sépia, na Bacia de Santos. Não tivemos alterações relevantes nas reservas decorrentes de variação do preço do petróleo.

A evolução das reservas provadas, em bilhões de barris de óleo equivalente, consta no gráfico abaixo.

VARIAÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS SEC EM 2024 (bilhões de boe)



(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 o registro de reservas por parte da Companhia.

A relação entre as reservas provadas e a produção (indicador R/P) está em 13,2 anos.

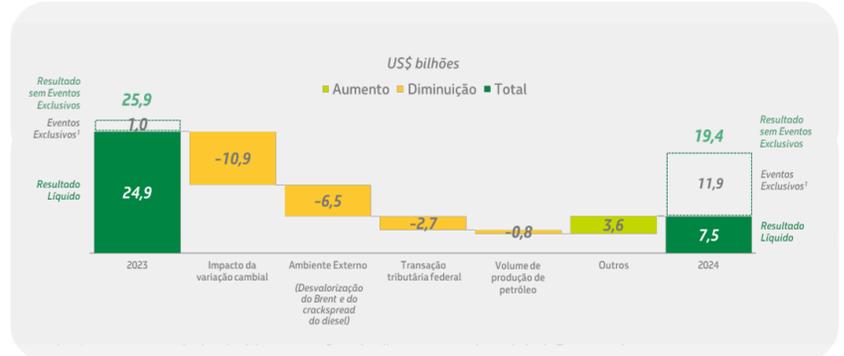
Considerando a produção esperada para os próximos anos, é essencial seguir investindo na maximização do fator de recuperação, na exploração de novas fronteiras e na diversificação do portfólio exploratório para repor as reservas de petróleo e gás.

Historicamente, submetemos à certificação pelo menos 90% de nossas reservas provadas segundo o critério SEC. Atualmente, a empresa certificadora é a DeGolyer and MacNaughton (D&M).

Também estimamos reservas segundo o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis / Society of Petroleum Engineers). Em 31 de dezembro de 2024, as reservas provadas segundo este critério atingiram 11,7 bilhões de barris de óleo equivalente. As diferenças entre as reservas estimadas pelos critérios ANP/SPE e SEC estão associadas, principalmente, à utilização de diferentes premissas econômicas e à possibilidade de se considerar como reservas, no critério ANP/SPE, volumes além do prazo contratual de concessão nos campos do Brasil, de acordo com o regulamento técnico de reservas da ANP.

Desempenho Financeiro

Destaques 2024



¹ Transação tributária, variação cambial real x dólar e outros. Para detalhamento, consultar tabela de Eventos exclusivos

“2024 foi um ano positivo para a Petrobras. De forma consistente, mantivemos uma forte geração de caixa, alcançando US\$ 38 bilhões de Fluxo de Caixa Operacional em 2024. Esse resultado demonstra a saúde financeira da companhia e a qualidade de seus ativos, que operam com rentabilidade, gerando recursos para realizar investimentos, remunerar os acionistas e cumprir todas as suas obrigações. Em 2025, com a entrada de três novos sistemas de produção no ano e aumento esperado de 100 mil barris por dia, nossa expectativa é que teremos resultado ainda mais consistentes.”

Fernando Melgarejo, Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores

Principais destaques financeiros

- Manutenção da forte geração de caixa com Fluxo de Caixa Operacional de US\$ 38,0 bilhões e Fluxo de Caixa Livre de US\$ 23,3 bilhões em 2024
- Dívida financeira atingiu US\$ 23,2 bilhões no final do ano, menor nível desde 2008
- Resultados consistentes: EBITDA ajustado sem eventos exclusivos de US\$ 45,9 bilhões e Lucro líquido sem eventos exclusivos de US\$ 19,4 bilhões

“O resultado da Petrobras em 2024 foi impactado principalmente por um item de natureza contábil: a variação cambial em dívidas entre a Petrobras e suas subsidiárias no exterior. São operações financeiras entre empresas do mesmo grupo, que geram efeitos opostos que ao final se equilibram economicamente. Isso porque a variação cambial nestas transações entra no resultado líquido da holding no Brasil e impactou negativamente o lucro de 2024. Ao mesmo tempo, houve impacto positivo direto no patrimônio.”

Fernando Melgarejo, Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores

Compromisso com investimento

- Capex de US\$ 16,6 bilhões em 2024

“O CAPEX de US\$ 16,6 bilhões, maior que o guidance, não representa um custo adicional e sim uma antecipação, uma vez que conseguimos reduzir o gap entre a evolução física e financeira das plataformas em Búzios. Nós esperávamos que essa redução do descasamento fosse ocorrer ao longo de 2025, mas atuamos fortemente na gestão contratual e a solução foi antecipada totalmente para 2024. A Petrobras ganha na redução de riscos e no aumento do potencial de antecipações. É nisso que estamos focados: na execução do nosso plano de investimentos e nas nossas metas de produção.”

Fernando Melgarejo, Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores

Contribuições para sociedade

- Pagamos R\$ 270 bilhões em tributos a União, estados e municípios, segundo maior pagamento nos últimos 10 anos
- Distribuímos R\$ 102,6 bilhões em dividendos, sendo R\$ 37,9 bilhões para o Grupo de Controle
- Destinamos mais de R\$ 1 bilhão em investimentos socioambientais voluntários e obrigatórios, patrocínios e doações

Principais destaques operacionais

- Elevamos nossas reservas provadas, alcançando um índice de reposição de reservas (IRR) de 154% e relação reservas produção (R/P) de 13,2 anos
- Tivemos o início de produção do FPSO Maria Quitéria e do FPSO Marechal Duque de Caxias e atingimos o topo de produção do navio-plataforma Sepetiba
- Estabelecemos novos recordes anuais de produção total própria e operada no pré-sal, com 2,2 milhões de boed e 3,2 milhões de boed, respectivamente. O volume de produção no pré-sal representa 81% da produção total da companhia em 2024
- Confirmamos, junto a parceiros, uma descoberta de 6 trilhões de pés cúbicos (Tcf) in place (VGIP), com a perfuração do poço Sirius-2. A maior descoberta de gás da história da Colômbia
- O fator de utilização total (FUT) em 2024 foi de 93%, a maior utilização do parque de refino dos últimos 10 anos considerando as refinarias atuais da Petrobras
- Alcançamos recorde de 70% de participação do óleo do pré-sal na carga processada e registramos recordes de produção de gasolina (420 mil bpd) e diesel 5-10 (452 mil bpd)
- Tivemos o Início da operação comercial da UPGN do Complexo de Energias Boaventura e a entrada em operação da SNOx da RNEST

Principais itens e indicadores

R\$ milhões	2024	2023	Δ 2024 / 2023 (%)
Receita de vendas	490.829	511.994	(4,1)
Lucro bruto	246.462	269.933	(8,7)
Despesas operacionais	(105.794)	(79.111)	33,7
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	36.606	124.606	(70,6)
Lucro líquido sem eventos exclusivos - Acionistas Petrobras (*)	102.955	128.220	(19,7)
Fluxo de caixa operacional	204.037	215.696	(5,4)
Fluxo de caixa livre	124.054	155.261	(20,1)
EBITDA ajustado	214.419	262.227	(18,2)
EBITDA ajustado sem eventos exclusivos (*)	245.786	275.866	(10,9)
Dívida bruta (US\$ milhões)	60.311	62.600	(3,7)
Dívida líquida (US\$ milhões)	52.240	44.698	16,9
Dívida líquida/LTM EBITDA Ajustado (x) (**)	1,29	0,85	51,8
Dólar médio de venda	5,39	4,99	8,0
Brent (US\$/bbl)	80,76	82,62	(2,3)
Preço derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	481,80	505,20	(4,6)
TAR (Taxa de acidentes registrados por milhão de homens-hora)	0,70	0,80	(12,5)
ROCE (Retorno sobre o Capital Empregado) (**)	7,2%	11,2%	-4 p.p.

(*) Vide reconciliação do Lucro líquido e EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos. (**) Índice calculado em dólares norte-americanos.

Resultado consolidado

Em 2024, a Petrobras demonstrou forte geração de caixa, evidenciando a saúde financeira da companhia, e manteve seu compromisso com os investimentos e com o pagamento de dividendos aos acionistas.

O ambiente externo, ao longo de 2024, foi marcado pela redução de 2% no Brent e queda de 39% no crackspread do diesel. Mesmo com esses fatores, a Petrobras atingiu EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos de R\$ 245,8 bilhões.

O EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos de 2024 foi 11% inferior em relação a 2023, refletindo deterioração do ambiente externo com a redução do preço do petróleo e das margens internacionais do segmento de refino, além de menores volume de produção de petróleo.

O lucro líquido realizado de 2024 alcançou R\$ 36,6 bilhões, uma redução de 70% em relação a 2023, devido principalmente a um item de natureza contábil que não afeta nosso caixa: a variação cambial das dívidas entre a Petrobras e suas subsidiárias no exterior. Sem os eventos exclusivos, o lucro líquido seria de R\$ 103,0 bilhões.

Por conta da desvalorização do câmbio final, o resultado financeiro de 2024 foi negativo em R\$ 82,5 bilhões. Além disso, houve reconhecimento, no 2T24, de despesas financeiras associadas à adesão à Transação Tributária. A transação tributária foi positiva para a companhia ao encerrar disputas bilionárias que traziam grande incerteza para o caixa da companhia. A ação da companhia subiu mais de 3% após a divulgação da transação.

Eventos exclusivos

R\$ milhões	2024	2023	Δ 2024 / 2023 (%)
Lucro líquido (prejuízo)	37.009	125.166	(70,4)
Eventos exclusivos	(95.790)	(5.471)	1650,9
Eventos exclusivos que não afetam o EBITDA Ajustado	(64.423)	8.168	-
Impairment de ativos e de investimentos	(9.307)	(13.120)	(29,1)
Resultado com alienação e baixa de ativos	1.171	6.511	(82,0)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.482	1.399	5,9
Efeitos da transação tributária no resultado financeiro	(11.051)	-	-
Ágio/deságio na recompra de títulos de dívidas	47	383	(87,7)
(Perdas)/ganhos com variação cambial real x dólar (*)	(46.765)	11.839	-
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios	-	1.156	-
Outros eventos exclusivos	(31.367)	(13.639)	130,0
PDV	44	43	2,3
Acordo Coletivo de Trabalho (ACT)	(40)	(1.061)	(96,2)
Ressarcimento de valores - Operação Lava Jato	336	562	(40,2)
Resultado com desmantelamento de áreas	(15.745)	(5.850)	169,1
(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	(5.395)	(3.982)	35,5
Efeitos da transação tributária na despesa tributária	(3.595)	-	-
Equalização de gastos - AIP	(78)	(251)	(68,9)
(Perdas)/ganhos oriundos da revisão atuarial do Plano de Saúde	(6.955)	-	-
(Perdas)/ganhos com cessão de contratos de concessão	61	-	-
Indenização por distrato do contrato de afretamento de embarcação	-	(1.654)	-
Imposto sobre exportação de petróleo bruto	-	(1.446)	-
Efeito líquido dos eventos exclusivos no IR/CSLL	29.442	1.857	1485,5
Lucro líquido sem eventos exclusivos	103.358	128.780	(19,7)
Acionistas Petrobras	102.955	128.220	(19,7)
Acionistas não controladores	403	560	(28,0)
EBITDA Ajustado	214.419	262.227	(18,2)
Eventos exclusivos	(31.367)	(13.639)	130,0
EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos	245.786	275.866	(10,9)

(*) A partir do 4T24, a linha de (Perdas)/ganhos com variação cambial real x dólar foi adicionada na tabela para cálculo do EBITDA ajustado e Lucro líquido sem eventos exclusivos. Para fins comparativos, os períodos divulgados anteriormente foram atualizados.

Na opinião da Administração, os eventos exclusivos apresentados acima, embora relacionados aos negócios da companhia, foram destacados como informação complementar para um melhor entendimento e avaliação do resultado. Tais itens não ocorrem necessariamente em todos os períodos, sendo divulgados quando relevantes.

Investimentos

US\$ milhões	2024	2023	Δ 2024 / 2023 (%)
Exploração & Produção	13.912	10.283	35,3
Refino, Transporte e Comercialização	1.799	1.559	15,4
Gás & Energias de Baixo Carbono	426	277	53,9
Outros	461	413	11,7
Subtotal	16.598	12.532	32,4
Bônus de assinatura	23	141	(83,9)
TOTAL	16.621	12.673	31,2

Em 2024, os investimentos totalizaram US\$ 16,6 bilhões, representando um aumento de 31% em relação ao ano de 2023, em decorrência, principalmente, de maiores gastos em grandes projetos do pré-sal, em especial nos novos sistemas de produção do campo de Búzios e na Revitalização do Campo de Marlim.

O investimento realizado em 2024 foi 15% acima do *guidance* divulgado em agosto de 2024, em grande parte, devido à recuperação do distanciamento apresentado no 1º semestre entre a evolução física das atividades e a evolução financeira baseada no cumprimento dos marcos relevantes de entregas das 5 UEPs próprias em construção para o campo de Búzios.

A companhia considerou que essa defasagem seria reduzida ao longo de 2025, porém atuou fortemente em busca de alternativas para antecipar a solução total dessa questão ainda em 2024, implantando diversas ações de diligenciamento contratual com o objetivo de assegurar o cumprimento de pacotes de entregas físicas habilitadoras dos marcos de pagamento, que nos permitiram intensificar o avanço financeiro no último trimestre e recuperar grande parte do passivo atribuível à sub-realização do CAPEX em relação ao plano divulgado.

A redução do descasamento físico-financeiro e o maior alinhamento de incentivos junto às contratadas para efetivação dos marcos são vetores fundamentais para a entrada em produção dos novos sistemas conforme o plano divulgado, mitigando riscos de atrasos e aumentando o potencial de antecipações.

Reiteramos o compromisso da administração da Petrobras na constante busca por iniciativas que favoreçam o cumprimento das entradas dos sistemas de produção estabelecidos no plano estratégico, a exemplo da concretização da entrada em operação dos FPSOs Maria Quitéria, Marechal Duque de Caxias e Almirante Tamandaré, nos campos de Jubarte, Mero e Búzios, respectivamente, que foram concretizadas de forma antecipada ou em conformidade com os prazos estipulados no cronograma do PE 2024-28+.

A companhia reafirma o *guidance* de CAPEX proposto para o exercício de 2025 (nas premissas de câmbio do PN) de US\$ 18,5 bilhões, com uma variação de +/- 10%, considerando o potencial de geração de valor com a antecipação do vetor de CAPEX ao longo dos próximos anos, sem que isso resulte em incremento no valor total previsto para execução dos projetos no período de 2024 a 2029 (*Guidance* + PN 2025-29). Contudo, manteremos as datas mais prováveis divulgadas de entrada dos sistemas e o CAPEX do PN 2025-29, considerando os riscos e incertezas intrínsecos à implantação dos projetos, contidos na margem de +/- 10%.

A tabela a seguir apresenta as principais informações dos novos sistemas de produção de óleo e gás já contratados.

Projeto	Início de Operação	Capacidade da Plataforma (barris de óleo/dia)	Investimento Petrobras Realizado (US\$ bilhões)	Investimento Petrobras Total (1) (US\$ bilhões)	Parcela da Petrobras	Status
Mero 2 FPSO Sepetiba (Unidade Afretada)	2023	180.000	0,8	1,0	38,6%	Projeto em fase de execução com UEP em operação. 13 poços perfurados e 13 completados.

Projeto	Início de Operação	Capacidade da Plataforma (barris de óleo/dia)	Investimento Petrobras Realizado (US\$ bilhões)	Investimento Petrobras Total (1) (US\$ bilhões)	Parcela da Petrobras	Status
Integrado Parque das Baleias (IPB) FPSO Maria Quitéria (Unidade Afretada)	2024	100.000	1,1	1,9	100%	Projeto em fase de execução com UEP em operação. 4 poços perfurados e 3 completados. (2)
Mero 3 FPSO Marechal Duque de Caxias (Unidade Afretada)	2024	180.000	0,5	0,9	38,6%	Projeto em fase de execução com UEP em operação. 12 poços perfurados e 11 completados.
Búzios 7 FPSO Almirante Tamandaré (Unidade Afretada)	2025	225.000	1,2	2,0	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em operação. 15 poços perfurados e 14 completados.
Búzios 6 P-78 (Unidade Própria)	2025	180.000	2,2	5,2	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 7 poços perfurados e 4 completados.
Mero 4 FPSO Alexandre de Gusmão (Unidade Afretada)	2025	180.000	0,2	1,3	38,6%	Projeto em fase de execução com UEP em navegação para o Brasil. 8 poços perfurados e 6 completados.
Búzios 8 P-79 (Unidade Própria)	2026	180.000	2,1	5,7	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 9 poços perfurados e 6 completados.
Búzios 9 P-80 (Unidade Própria)	2027	225.000	1,6	6,5	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 3 poços perfurados e 2 completados.
Búzios 10 P-82 (Unidade Própria)	2027	225.000	1,3	7,4	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 1 poço perfurado.
Búzios 11 P-83 (Unidade Própria)	2027	225.000	1,0	6,8	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 3 poços perfurados e 1 completado.
Raia Manta e Raia Pintada FPSO Raia (Projeto não operado)	2028	126.000	0,8	2,7 (3)	30%	Projeto em fase de execução com UEP em construção.
Atapu 2 P-84	2029	225.000	0,3	6,4	65,7%	Projeto em fase de execução com UEP em construção.
Sépie 2 P-85	2030	225.000	0,2	4,7	55,3%	Projeto em fase de execução.

(1) Investimento total dos projetos considerando as premissas do PN 2025-2029+ no *work interest* (WI) Petrobras. Não inclui os valores das unidades afretadas.
(2) Unidade de Produção para Projeto de Revitalização. Informação relativa somente a poços novos. Também é escopo do projeto o remanejamento de alguns poços de unidades em descomissionamento.
(3) Investimento total do projeto no WI Petrobras que inclui o FPSO, contratado na modalidade *lump sum turnkey*, incluindo engenharia, aquisição, construção e instalação para a unidade. A contratada também fornecerá serviços de operação e manutenção do FPSO durante o primeiro ano a partir do seu início de produção.

Liquidez e recursos de capital

R\$ milhões	2024	2023
Disponibilidades ajustadas no início do período	86.670	64.092
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no início do período (*)	(25.057)	(22.369)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	61.613	41.723
Recursos gerados pelas atividades operacionais	204.037	215.696
Recursos gerados (utilizados) pelas atividades de investimento	(72.363)	(39.495)
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(79.856)	(60.315)
Reduções (adições) em investimentos	(127)	(120)
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos	4.381	18.232
Compensação financeira por acordos de coparticipação	1.951	2.032
Resgates (investimentos) em títulos e valores mobiliários	501	237
Dividendos recebidos	787	439
(=) Fluxo de Caixa das atividades operacionais e de investimento	131.674	176.201
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos	(179.974)	(153.435)
Participação de acionistas não controladores	(509)	(14)
Financiamentos líquidos	(34.182)	(20.264)
Captações	12.027	10.716
Amortizações	(46.209)	(30.980)
Amortizações de arrendamentos	(42.672)	(31.335)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	(100.305)	(97.925)
Recompra de ações	(1.919)	(3.644)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(387)	(253)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	6.941	(2.876)
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	20.254	61.613
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no fim do período (*)	29.724	25.057
Disponibilidades ajustadas no fim do período	49.978	86.670
Reconciliação do Fluxo de caixa livre		
Recursos gerados pelas atividades operacionais	204.037	215.696
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(79.856)	(60.315)
Reduções (adições) em investimentos	(127)	(120)
Fluxo de caixa livre (**)	124.054	155.261

(*) Inclui títulos e valores mobiliários de curto prazo e caixa de empresas classificadas para mantido para venda.
(**) O Fluxo de Caixa Livre (FCL) está de acordo com a nova Política de Remuneração aos Acionistas ("Política") aprovada em 28/07/2023 e corresponde ao fluxo de caixa operacional deduzido das aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias. Para fins comparativos, os valores anteriores ao 2T23 foram ajustados de acordo com a nova Política.

Em 31 de dezembro de 2024, caixa e equivalentes de caixa totalizaram R\$ 20,3 bilhões e as disponibilidades ajustadas somaram R\$ 50,0 bilhões.

Em 2024, os recursos gerados pelas atividades operacionais alcançaram R\$ 204,0 bilhões e o fluxo de caixa livre positivo totalizou R\$ 124,1 bilhões. Este nível de geração de caixa foi utilizado para: (a) remunerar os acionistas (R\$ 102,2 bilhões), (b) realizar investimentos (R\$ 79,9 bilhões), (c) amortizar passivos de arrendamento (R\$ 42,7 bilhões), e (d) amortizar o principal e juros devidos no período (R\$ 46,2 bilhões).

No ano de 2024, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de R\$ 46,2 bilhões, destacando-se a recompra e resgate de R\$ 14,6 bilhões de títulos no mercado de capitais internacional e o pré-pagamento de R\$ 1,3 bilhão de empréstimo no mercado bancário internacional.



Em 2024, a companhia captou R\$ 12,0 bilhões destacando-se a oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes) no valor de R\$ 5,4 bilhões com vencimento em 2035 e as captações no mercado bancário nacional no valor de R\$ 6,4 bilhões.

Indicadores de endividamento

Em 31/12/2024, a dívida bruta alcançou US\$ 60,3 bilhões, uma queda de 3,8% em comparação com 31/12/2023.

O prazo médio da dívida aumentou de 11,38 anos em 31/12/2023 para 12,52 anos em 31/12/2024, e o custo médio variou de 6,4% a.a. para 6,8% a.a. no mesmo período.

A relação dívida bruta/EBITDA ajustado foi de 1,49x em 31/12/2024 em comparação com 1,19x em 31/12/2023.

Em 31/12/2024, a dívida líquida atingiu US\$ 52,2 bilhões, um aumento de 16,9% em comparação com 31/12/2023.

US\$ milhões	31.12.2024	30.09.2024	Δ %	31.12.2023
Dívida Financeira	23.162	25.756	(10,1)	28.801
Mercado de capitais	14.490	16.005	(9,5)	17.514
Mercado bancário	6.519	7.490	(13,0)	8.565
Bancos de fomento	508	587	(13,5)	698
Agências de crédito à exportação	1.508	1.517	(0,6)	1.870
Outros	137	157	(12,7)	154
Arrendamentos	37.149	33.376	11,3	33.799
Dívida bruta	60.311	59.132	2,0	62.600
Disponibilidades ajustadas	8.071	14.881	(45,8)	17.902
Dívida líquida	52.240	44.251	18,1	44.698
Dívida líquida/(Dívida líquida+market cap) - Alavancagem	39%	33%	18,2	30%
Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,8	6,6	3,0	6,4
Prazo médio da dívida (anos)	12,52	11,57	8,2	11,38
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA Ajustado	1,29	0,95	35,8	0,85
Índice de Dívida Bruta/LTM EBITDA Ajustado	1,49	1,27	17,9	1,19
Dívida Financeira	143.426	140.319	2,2	139.431
Arrendamentos	230.041	181.838	26,5	163.631
Disponibilidades ajustadas	49.978	81.069	(38,4)	86.670
Dívida Líquida	323.489	241.088	34,2	216.392

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, 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 relatório-financeiro – IFRS, 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. Estas medidas devem ser consideradas em conjunto com outras medidas e indicadores para um melhor entendimento sobre o desempenho e condições financeiras da companhia.

R\$ milhões	2024	2023	Δ 2024 / 2023 (%) (*)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	37.009	125.166	(70,4)
Resultado Financeiro Líquido	82.471	11.861	595,3
Imposto de renda e contribuição social	17.721	52.315	(66,1)
Depreciação, depleção e amortização	67.033	66.204	1,3
EBITDA	204.234	255.546	(20,1)
Resultado de participações em investimentos	3.467	1.480	134,3
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	9.371	13.111	(28,5)
Resultado com alienações e baixas de ativos	(1.171)	(6.511)	(82,0)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(1.482)	(1.399)	5,9
EBITDA Ajustado total	214.419	262.227	(18,2)
Margem do EBITDA Ajustado (%)	44	51	(7,0)

(*) Variações de Margem EBITDA em pontos percentuais.

Para mais informações sobre o nosso desempenho financeiro, veja Relatório de Desempenho, disponível no nosso site de Relações com Investidores (www.petrobras.com.br/ri).

Geração de Valor

Retorno aos Acionistas e Sociedade

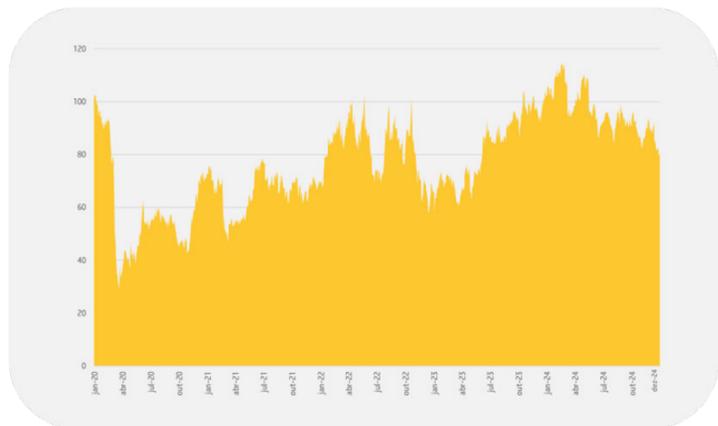
Geramos valor tanto para os acionistas quanto para a sociedade como um todo.

Acionistas

Desempenho das nossas ações¹

Nosso valor de mercado passou de US\$ 102,2 bilhões no final de 2023 para US\$ 81,0 bilhões em dezembro de 2024, influenciado pela depreciação do Real frente ao Dólar. No dia 17 de fevereiro de 2025 nosso valor de mercado era de US\$ 89,1 bilhões.

VALOR DE MERCADO – PETROBRAS US\$ bilhões



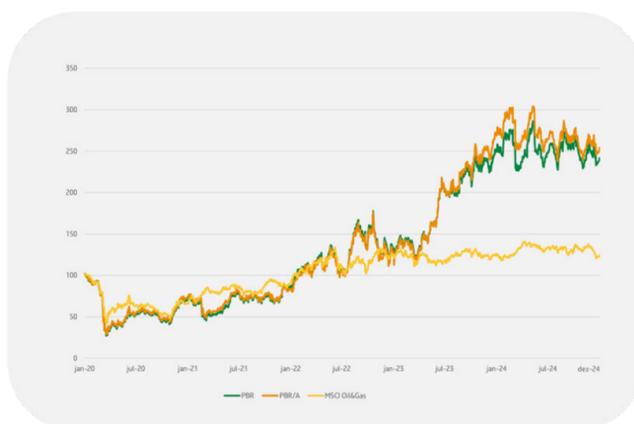
Em 2024, nossas ações ordinárias e preferenciais apresentaram valorização de 22,1% e 18,9%, respectivamente, e acumularam alta de 272,8% e 296,6% nos últimos cinco anos, enquanto o índice Ibovespa valorizou 4,0% nesse mesmo período. Em 2025, até o dia 17 de fevereiro, nossas ações ordinárias e preferenciais apresentaram, respectivamente, valorização de 4,8% e 4,1%.

PETR3 x PETR4 x IBOV Jan 2020 = Base 100



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 2,9% e 5,4% em 2024, enquanto o índice MSCI Oil & Gas, que reflete a performance das maiores empresas do segmento de óleo e gás no mundo, teve valorização de 0,4% nesse mesmo período. As ADRs ordinárias tiveram valorização de 141,7% enquanto as ADRs preferenciais valorizaram 154,3% nos últimos cinco anos. Em 2025, até o dia 17 de fevereiro, as ADRs ordinárias e preferenciais tiveram valorização de 11,4% e 11,1%, respectivamente.

PBR x PBR/A x MSCI Oil & Gas Jan 2020 = 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, juros sobre capital próprio (“JCP”) e/ou de recompra de nossas próprias ações, 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.

As recompras de ações terão sempre como objetivo a manutenção das ações adquiridas em tesouraria e posterior cancelamento, sem redução do capital social.

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 como critério para apuração da remuneração a ser distribuída, a manutenção de dívida bruta igual ou inferior ao nível máximo de endividamento definido no Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029. O controle da alavancagem do plano vigente estipula um teto de endividamento de US\$ 75 bilhões, com convergência para o patamar de US\$ 65 bilhões.

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 ao teto de US\$ 75 bilhões e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado, será distribuído aos acionistas 45% do fluxo de caixa livre, que consiste na diferença entre o fluxo de caixa operacional e os investimentos para aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias, conforme fórmula:

$$\text{Remuneração} = 45\% \times (\text{Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais} - \text{Aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias})$$

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 2024, 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 2024, a antecipação de R\$ 64,1 bilhões, distribuídos da seguinte forma:

Dividendos e Juros sobre Capital Próprio				
Ações Ordinárias (PETR3) e Preferenciais (PETR4)	Valor bruto por ação (R\$)	Data da posição acionária	Data do pagamento	Tipo
1º trimestre	0,52162113	11/06/2024	20/08/2024	JCP
	0,44806667	11/06/2024	20/09/2024	Dividendos
	0,07355446	11/06/2024	20/09/2024	JCP
2º trimestre	0,11384838	21/08/2024	21/11/2024	Dividendos
	0,41275171	21/08/2024	21/11/2024	JCP
	0,52660008	21/08/2024	20/12/2024	Dividendos
3º trimestre	0,66410331	23/12/2024	20/02/2025	JCP
	0,01053822	23/12/2024	20/03/2025	JCP
	0,65356508	23/12/2024	20/03/2025	Dividendos
Extraordinário	1,55174293	11/12/2024	23/12/2024	Dividendos

Além das antecipações acima mencionadas, está sendo encaminhada para a apreciação da Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) de 2025, a ser realizada em abril de 2025, a proposta de pagamento de remuneração adicional aos nossos acionistas, em forma de dividendos, no montante de R\$ 9,2 bilhões, que, somados as antecipações acima mencionadas (atualizadas pela Selic), totalizam R\$ 73,9 bilhões, sendo R\$ 42,7 bilhões para as ações ordinárias, e R\$ 31,2 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).

1) Fonte: Bloomberg. Considera ajustes de dividendos.



Para mais informações sobre recompra de ações, veja a seção "Informações Adicionais – Programa de recompra de ações de nossa emissão" deste relatório.

Sociedade

Em 2024, tivemos uma distribuição de valor adicionado de R\$ 379,4 bilhões para a sociedade. Nossa maior distribuição foi através de tributos (federais, estaduais, municipais e no exterior) no valor de R\$ 190,3 bilhões, seguido pelas instituições financeiras e fornecedores, que totalizaram R\$ 107,5 bilhões, e a remuneração e os benefícios relativos a pessoal e administradores no valor de R\$ 44,6 bilhões. A distribuição de valor aos nossos acionistas, composta apenas por lucros do exercício de 2024, totalizou R\$ 37,0 bilhões.

Publicamos mais informações sobre indicadores sociais na seção **Balanco Social** deste relatório. Para mais informações sobre **Demonstração do Valor Adicionado**, veja nossas Demonstrações Financeiras, e sobre a nossa contribuição tributária, veja o **Relatório Fiscal**, ambos disponíveis no nosso site de Relações com Investidores (www.petrobras.com.br/ri).

Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029

Visão, Propósito e Valores

Para fortalecer nossa visão de longo prazo, estruturamos nosso planejamento em duas partes. A primeira, por meio do Plano Estratégico ("PE 2050"), que propõe uma reflexão sobre o futuro do planeta e a maneira como desejamos ser reconhecidos em 2050. A segunda parte, por meio do Plano de Negócios ("PN 2025-2029" ou "Plano"), que define metas de curto e médio prazo, com o intuito de pavimentar nosso caminho em direção ao futuro, em alinhamento com nossos posicionamentos estratégicos.

Neste novo ciclo de planejamento, nossa visão, propósito e valores permanecem inalterados em sua essência:

Visão

Ser a melhor empresa diversificada e integrada de energia na geração de valor, construindo um mundo mais sustentável, conciliando o foco em óleo e gás com a diversificação em negócios de baixo carbono (inclusive produtos petroquímicos, fertilizantes e biocombustíveis), sustentabilidade, segurança, respeito ao meio ambiente e atenção total às pessoas

Propósito

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

Valores

- Cuidado com as pessoas
- Integridade
- Sustentabilidade
- Inovação
- Comprometimento com a Petrobras e com o país

Dispomos de uma vantagem competitiva significativa, caracterizada por uma produção de petróleo com baixos custos e uma intensidade de carbono inferior à média mundial. Essas condições nos permitem equilibrar nossa liderança na transição energética justa com a exploração responsável de óleo e gás no país, mantendo um nível de produção futura próximo ao atual.

Dessa forma, nosso planejamento reflete a ambição de preservar nossa relevância no fornecimento de energia e no desenvolvimento econômico do Brasil. Indicamos um potencial aumento na oferta de energia, passando de 4,3 exajoules (EJ) em 2022 para 6,8 EJ em 2050, mantendo nossa participação de 31% na oferta primária de energia do país, enquanto ampliamos a contribuição das fontes renováveis nesse contexto. Além disso, reafirmamos a ambição de neutralizar nossas emissões operacionais até 2050.

Estratégias de negócios

Nossas estratégias de negócios, descritas a seguir, visam promover uma contribuição significativa para um futuro próspero e sustentável. Para sua implementação, contamos com uma governança que respeita todos os processos decisórios e de avaliação de projetos, assegurando a sustentabilidade e a rentabilidade, com mais transparência:

Exploração e Produção	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar o valor do portfólio com foco em ativos rentáveis, repor as reservas de petróleo e gás inclusive com a exploração de novas fronteiras, aumentar a oferta de gás natural e promover a descarbonização das operações
Refino, Transporte e Comercialização	<ul style="list-style-type: none"> Atuar de forma competitiva e segura, maximizar a captura de valor pela adequação e aprimoramento do nosso parque industrial e da logística, buscar a autossuficiência em derivados, com integração vertical, processos mais eficientes, aprimoramento de produtos existentes e desenvolvimento de novos produtos em direção a um mercado de baixo carbono
Gás e Energias de Baixo Carbono	<ul style="list-style-type: none"> Atuar de forma competitiva e integrada na operação e comercialização de gás e energia, otimizando o portfólio e atuando na inserção de fontes renováveis Atuar em negócios de baixo carbono, diversificando o portfólio de forma rentável e promovendo a perenização da Petrobras
Sustentabilidade	<ul style="list-style-type: none"> Atuar nos nossos negócios de forma íntegra e sustentável com segurança, buscando emissões decrescentes, promovendo a diversidade e o desenvolvimento social, contribuindo para uma transição energética justa Inovar para gerar valor para o negócio, suportando a excelência operacional e viabilizando soluções em novas energias e descarbonização

Investimentos 2025-2029

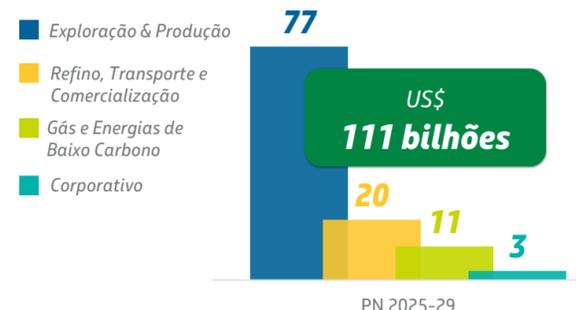
No horizonte do PN 2025-2029, planejamos investimentos de US\$ 111 bilhões, dos quais US\$ 98 bilhões serão alocados na Carteira de Projetos em Implantação e US\$ 13 bilhões na Carteira de Projetos em Avaliação. Esta última é composta por oportunidades com menor grau de maturidade, que estão sujeitas a estudos adicionais de viabilidade financeira antes do início da execução. O investimento total previsto para os próximos cinco anos representa um aumento de 9% em relação ao volume previsto no plano anterior.

Nesse horizonte, concentraremos nossos esforços em aproveitar as oportunidades no mercado de petróleo e gás, com foco na reposição de reservas, no aumento da produção com uma menor pegada de carbono e na expansão da oferta de produtos mais sustentáveis e de maior qualidade em nosso portfólio.

O CAPEX do segmento Exploração e Produção ("E&P") representa 70% do total, seguido pelo segmento Refino, Transporte e Comercialização ("RTC"), que corresponde a 18%. O segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono ("G&EBC") responde por 10%, enquanto o Corporativo representa 2%

Detalhamento das carteiras de investimentos (CAPEX)

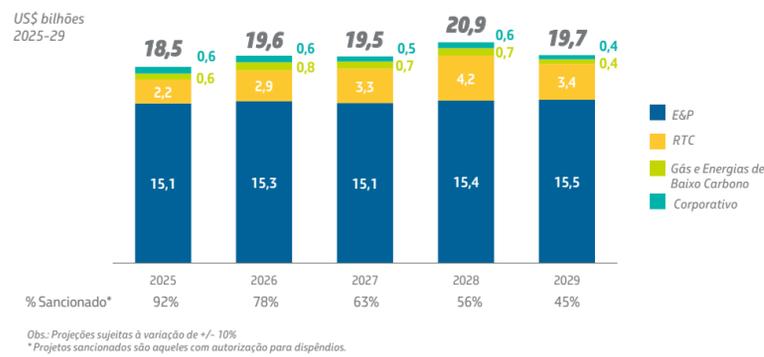
CAPEX para transição energética é transversal e totaliza US\$ 16,3 bilhões



Nota: Projeções sujeitas à variação de +/- 10%. Projetos em Avaliação precisam passar por uma governança adicional para se mostrarem financeiros, ou seja, a alocação orçamentária para sua execução não pode comprometer a sustentabilidade da companhia. Projetos em Implantação já tiveram sua viabilidade testada neste Plano. Projetos sancionados são aqueles com autorização para dispêndios.



Distribuição anual dos investimentos (CAPEX) da Carteira em Implantação



Obs.: Projeções sujeitas à variação de +/- 10%. *Projetos sancionados são aqueles com autorização para dispêndios.

Investimentos em transição energética

Considerando todas as iniciativas de baixo carbono (escopos 1, 2 e 3), o investimento totaliza US\$ 16,3 bilhões em transição energética. Esse montante abrange não apenas projetos em energias de baixo carbono, mas também iniciativas voltadas para descarbonização das operações e Pesquisa e Desenvolvimento ("P&D") que permeiam todos os segmentos. Esse volume representa 15% do CAPEX total previsto para o quinquênio, em comparação com 11% no plano anterior, indicando um aumento de 42% em relação ao plano anterior.

DESCARBONIZAÇÃO
Emissões Operacionais

US\$ 5,3 bilhões
INVESTIMENTOS EM MITIGAÇÃO DE EMISSÕES
(Escopos 1 & 2)
E&P, RTC e G&E
US\$ 4,0 bilhões
Fundo de Descarbonização
US\$ 1,3 bilhão

DIVERSIFICAÇÃO RENTÁVEL
Fornecendo produtos sustentáveis

US\$ 5,7 bilhões
ENERGIAS DE BAIXO CARBONO
(Escopos 1 & 2)
Energias Eólicas Onshore e Solar Fotovoltaica
US\$ 4,3 bilhões
Hidrogênio
US\$ 0,5 bilhão
CCUS, Eólica Offshore e Corporate Venture Capital
US\$ 0,9 bilhão

US\$ 4,3 bilhões
BIOPRODUTOS
Etanol
US\$ 2,2 bilhões
Biorrefino
US\$ 1,5 bilhão
Biodiesel e Biometano
US\$ 0,6 bilhão

PD&I
em baixo carbono

US\$ 1,0 bilhão
CRESCENTE NO QUINQUÊNIO
15% do orçamento total de P&D em 2025, atingindo 30% no final do período

A atuação em negócios de baixo carbono visa à diversificação rentável do portfólio, promovendo a nossa perenização. No que se refere a projetos em geração renovável, buscaremos atuar preferencialmente em parceria com empresas de grande porte do setor, com o objetivo de descarbonização das operações, integração da carteira de soluções de baixo carbono e captura de oportunidades de mercado no Brasil. Em relação aos bioprodutos, que incluem as cadeias de etanol, biodiesel e biometano, buscaremos ingressar nos segmentos preferencialmente por meio de parcerias estratégicas minoritárias ou com controle compartilhado, com players relevantes do setor.

No CAPEX total de transição energética, contamos também com o Programa Petrobras Carbono Neutro e com um fundo de descarbonização, com orçamento de US\$ 1,3 bilhão para o período de 2025 a 2029, com a finalidade de financiar soluções de descarbonização selecionadas por seu potencial de redução de emissões, considerando custo e impacto em mitigação de carbono. Além dos esforços de redução intrínseca, prevemos, como ferramenta complementar, o uso de compensação por crédito de carbono de qualidade para reduzir suas emissões totais, ampliando a contribuição para a manutenção de florestas em pé e o restauro de ecossistemas.

Exploração e Produção

Com investimentos totais previstos de US\$ 77,3 bilhões para o quinquênio do 2025-2029, um aumento de 5% em relação ao plano 2024-2028, o segmento de E&P destina cerca de 60% desse montante para os ativos do pré-sal. Essa estratégia consolida uma fase significativa de investimentos nessa camada, reforçando seu diferencial competitivo por meio da produção de petróleo de melhor qualidade, com baixos custos e menores emissões de gases de efeito estufa. Ao mesmo tempo, mantemos grandes projetos de revitalização ("REVITS"), com o objetivo de aumentar os fatores de recuperação em campos maduros, especialmente na Bacia de Campos.

Serão implantados 10 novos sistemas de produção até 2029, utilizando tecnologias de última geração que permitem mais eficiência e menores emissões, sendo que nove já estão contratadas. Além disso, há cinco projetos em implantação para além de 2029 e mais seis projetos em estudo. Somos operadores de todos esses projetos, com exceção do Raia que é operado pela Equinor.

Carteira de novos sistemas de produção

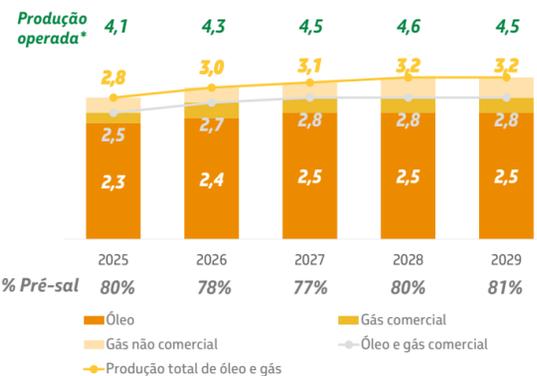


Produção de Óleo, LGN e Gás Natural

Com este Plano, pretendemos alcançar uma produção total, em 2029, de 3,2 milhões de barris de óleo e gás equivalente por dia (boed), com variação de +/- 4%, sendo 2,5 milhões de barris de óleo por dia (bpd).

Curva de Produção 2025-2029

milhões boed | Participação Petrobras | Com variação de +/- 4%



*Na produção operada, está incluída a produção da União como óleo lucro dos projetos de Partilha.

Em consonância com o nosso foco estratégico, as atividades de E&P estão concentradas em ativos rentáveis. Ao final do período de cinco anos, a produção do pré-sal representará 81% da produção total. Para enfrentar os desafios de reposição de reservas, aumentamos os investimentos em atividades de exploração, totalizando um CAPEX de US\$ 7,9 bilhões durante esse período de cinco anos, o que representa um aumento de 5% em relação ao plano anterior.

Ao mesmo tempo, o Plano atual inclui projetos destinados a aumentar a disponibilidade de gás e a realizar uma análise mais aprofundada de ativos maduros, com o objetivo de avaliar as possibilidades de extensão da vida produtiva desses ativos e seus sistemas de produção. Em última instância, isso permitirá o início das atividades de destinação dos ativos, que serão conduzidas com as melhores práticas de sustentabilidade na disposição dos ativos ao final de seu ciclo de vida. A destinação sustentável de equipamentos e o abandono de poços previstos no Plano demandarão gastos de US\$ 9,9 bilhões nos próximos cinco anos.

Custos Operacionais

Os projetos da companhia se destacam pela dupla resiliência (econômica e ambiental), formando um *portfólio viável* para cenários de baixos preços de petróleo no longo prazo, com um *Brent* de Equilíbrio prospectivo, em média, de US\$ 28 por barril (nível de preço do petróleo do tipo *Brent* que faz com que o VPL do projeto ou campo de E&P seja igual a zero), e uma intensidade de carbono de até 15 kgCO₂e por barril de óleo equivalente no quinquênio. Também preveemos uma média do Custo Total do Petróleo Produzido ("CTPP") - que inclui custos de extração, participações governamentais, depreciação e depleção - de US\$ 36,5 por boe durante esse período, considerando participações governamentais de acordo com o *Brent* médio estimado como premissa do planejamento.

Refino, Transporte e Comercialização

O PN 2025-2029 destina US\$ 19,6 bilhões em investimentos totais para o segmento de RTC (que inclui petroquímica e fertilizantes), o que representa um aumento de 17% em relação ao plano anterior.

Os investimentos em refino têm como principais objetivos aumentar a capacidade do nosso parque, ampliando a oferta de produtos de alta qualidade, como Diesel S10 e lubrificantes, além de combustíveis de baixo carbono. Também buscam melhorar a eficiência das unidades, avançando na descarbonização das operações e aumentando a disponibilidade operacional.

Com os projetos na carteira RTC do Plano, está previsto um aumento na capacidade de destilação, passando de 1.813 mil barris por dia (bpd) para 2.105 mil bpd, com destaque para os projetos da Refinaria Abreu e Lima ("RNEST"), que incluem a ampliação do Trem 1 e a conclusão do Trem 2.

Também aumentaremos a capacidade de produção de Diesel S10 em 290 mil bpd em nosso parque de refino, considerando os projetos da Carteira de Implantação. Além disso, contaremos com nossa primeira unidade de lubrificantes Grupo II (mais modernos), com capacidade de 12 mil bpd até 2029. Com os projetos da Carteira de Avaliação, há ainda o potencial de adicionar uma capacidade de produção de Diesel S10 de 70 mil bpd para além de 2029.

No âmbito do programa BioRefino, planejamos ofertar produtos de baixo carbono, com menor emissão de gases de efeito estufa ("GEE"), assumindo um papel de destaque na transição energética e atendendo à crescente demanda por energia renováveis. Por meio desse programa, ampliaremos nossa capacidade de produção do Diesel R5 (com 5% de conteúdo renovável) por meio da rota de coprocessamento, integrado às operações de algumas unidades de nosso parque de refino.

Além disso, há outros projetos e estudos em andamento envolvendo biocombustíveis produzidos por diferentes rotas tecnológicas, com destaque para plantas dedicadas à produção de Bioquerosene de Aviação ("BioQav" - "SAF" - "Sustainable Aviation Fuel") e Diesel 100% renovável ("HVO" - "Hydrotreated Vegetable Oil") via rota HEFA ("Hydroprocessed Esters and Fat Acids"). Também estão sendo realizados estudos sobre a rota ATJ ("Alcohol to Jet"), que visa a produção de SAF por meio do processamento de etanol. Ademais, estão em avaliação projetos de biorrefino em parceria com a Refinaria Riograndense e com a Acelen.

Os principais investimentos de Comercialização e Logística têm como foco a remoção de gargalos logísticos e a expansão da atuação em mercados estratégicos. Dentre as iniciativas, destaca-se a construção de 16 novos navios de cabotagem e a implantação de projetos logísticos para aumentar a presença em mercados em crescimento, como os investimentos no Terminal Aquaviário do Porto de Santos e a construção de um novo duto de combustíveis claros para abastecimento do Centro-Oeste.

Adicionalmente, há a retomada das operações de fertilizantes, com investimentos que totalizam US\$ 900 milhões no quinquênio, incluindo a retomada da construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados ("UFN-III"), em Três Lagoas (MS), e a reativação da fábrica de fertilizantes da Araucária Nitrogenados S.A. ("ANSA"), em Araucária (PR).

Nas operações de petroquímica, serão conduzidos estudos para identificar oportunidades de negócios em sinergia com o Refino.

Gás & Energias de Baixo Carbono

Os projetos de G&EBC receberão investimentos totais de US\$ 11 bilhões, mantendo as iniciativas previstas no plano anterior, com foco na confiabilidade e disponibilidade dos ativos para assegurar a competitividade na operação e comercialização de gás e energia. Além disso, incluirão projetos voltados para a redução das emissões e iniciativas para a inserção de fontes renováveis.

O PN 2025-2029 considera o desenvolvimento de duas usinas termelétricas ("UTEs") no Complexo de Energia Boaventura, em Itaboraí (RJ), sendo a implementação desses projetos condicionada ao sucesso em leilões futuros de reserva de capacidade de energia.

Quanto às Energias de Baixo Carbono (escopo 3), o Plano aprovado abrange projetos e estudos nos segmentos de geração renovável *onshore* (eólica/solar), bioprodutos (etanol, biodiesel e biometano), hidrogênio de baixo carbono, captura, transporte e armazenamento de carbono ("CCUS"), entre outros.

Compromissos Ambientais, Sociais e de Governança - ASG

Em nosso planejamento estratégico, destacamos a redução da pegada de carbono, a proteção do meio ambiente, o cuidado com as pessoas e a atuação com integridade como prioridades fundamentais. Reafirmamos nossa ambição de alcançar zero fatalidade e zero vazamento, em consonância com nosso compromisso com a vida e com o meio ambiente, valores que consideramos inegociáveis.

Em nosso Plano Estratégico 2050, reforçamos o posicionamento da companhia em relação às temáticas Ambientais, Sociais e de Governança (ASG), integrando esses elementos em uma visão coesa. A seguir, apresentamos os quatro posicionamentos que guiarão nossas ações:

Nosso posicionamento em ASG



- REDUZIR A PEGADA DE CARBONO**
Ambições: (i) Net Zero 2050; (ii) Near Zero Methane 2030; (iii) Crescimento líquido neutro até 2030 (Não ultrapassar patamar de emissões de 2022, consolidando 40% de redução desde 2015)
- PROTEGER O MEIO AMBIENTE**
Ambição Zero Vazamento
- CUIDAR DAS PESSOAS**
Ambição Zero Fatalidade
- ATUAR COM INTEGRIDADE**
Ambição de ser referência em ética, integridade e transparência

Nosso compromisso com a vida é um valor inegociável, e nossa reconhecida cultura pela segurança é reforçada diariamente para fortalecer a segurança operacional e das pessoas. Portanto, continuamos a manter a ambição de alcançar zero fatalidade e zero vazamento em nosso plano.

Em relação ao posicionamento Reduzir a Pegada de Carbono, atualizamos a representação da Mandala para incluir, de forma explícita, não apenas a ambição *Net Zero 2050*, mas também as ambições de *Near Zero Methane 2030* e de crescimento líquido neutro até 2030, o que representa uma redução de 40% em relação a 2015.

Direcionadores ASG - PE 2050 e PN 2025-29

<p>REDUZIR A PEGADA DE CARBONO</p> <ul style="list-style-type: none"> Promover a descarbonização intrínseca, buscando a neutralidade de emissões operacionais até 2050, considerando a origem e a aquisição de créditos de carbono competitivos e de alta qualidade como estratégia complementar. Ampliar a oferta e o acesso à energia e produtos de baixo carbono em uma transição custo-efetiva, contribuindo para a redução da pobreza energética e para a redução da exposição do portfólio a emissões de GEE. Alavancar ecossistemas de conhecimento e inovação em soluções de baixo carbono. Colaborar com partes interessadas para acelerar oportunidades que ampliam a inclusão e o desenvolvimento sustentável. 	<p>PROTEGER O MEIO AMBIENTE</p> <ul style="list-style-type: none"> Ser "Positiva em Água" nas áreas de criticidade hídrica onde atuamos, através da redução da captação de água doce e da melhoria da disponibilidade hídrica local, contribuindo para a segurança hídrica. Minimizar a geração e maximizar o reuso, reciclagem e recuperação de resíduos, promovendo práticas de economia circular e buscando a destinação zero para aterros. Promover ações de conservação, restauração e ganhos em Biodiversidade buscando impacto líquido positivo nas regiões em que atuamos. Aprimorar a segurança de processo, a prontidão e a resposta às contingências prevenindo e mitigando acidentes, vazamentos e impactos ambientais.
<p>CUIDAR DAS PESSOAS</p> <ul style="list-style-type: none"> Ser vetor de desenvolvimento socioambiental. Ser referência em direitos humanos e na promoção da diversidade, equidade e inclusão. Promover o bem estar e o cuidado integral com a saúde dos trabalhadores e das trabalhadoras. Promover a segurança das pessoas através de práticas que incorporam os fatores humanos, com foco no aprendizado organizacional. 	<p>ATUAR COM INTEGRIDADE</p> <ul style="list-style-type: none"> Fortalecer nosso modelo de governança, por meio da promoção da diversidade, equidade e inclusão. Atuar com excelência em ética, integridade e transparência. Fomentar a adoção de práticas ASG junto aos nossos públicos de interesse.

Para cada um desses posicionamentos, mantemos um conjunto de direcionadores relevantes que suportam e orientam nossas ações, projetos, programas e compromissos relacionados.

Os compromissos relacionados a cada um dos quatro posicionamentos da Mandala ASG permanecem consolidados em uma lista única, alinhada ao conceito de ASG integrado:

COMPROMISSOS ASG - PE 2050 E PN 2025-29

<p>REDUZIR A PEGADA DE CARBONO</p> <ul style="list-style-type: none"> Redução das emissões absolutas operacionais totais em 30% até 2030 em relação a 2015 Zero queima de rotina em flare até 2030 Reinjeção de 80 milhões tCO₂ até 2025 em projetos de CCUS Intensidade de GEE: <ul style="list-style-type: none"> Segmento E&P: atingir intensidade de portfólio de 15 kgCO₂e/boe até 2025, mantida em 15 kgCO₂e/boe até 2030 Segmento RTC: atingir intensidade de GEE de 36 kgCO₂e/CWT até 2025 e 30 kgCO₂e/CWT até 2030 Redução da intensidade de emissões de metano no segmento E&P até 2025, atingindo 0,25 t CH₄/mil tHC e atingindo 0,20 t CH₄/mil tHC em 2030 <p><small>* O indicador kgCO₂e/CWT utiliza a metodologia CWT (Complexity Weighted Tone), desenvolvida pela Solomon Associates e pela CONCAWE. O CWT de uma refinaria considera uma carga equivalente à destilada em relação ao potencial de emissão de GEE, dadas as diferentes unidades de processo e suas respectivas cargas processadas em uma refinaria. Assim, é possível comparar emissões de refinarias de diferentes tamanhos e complexidades.</small></p>	<p>PROTEGER O MEIO AMBIENTE</p> <ul style="list-style-type: none"> Redução de 40%* da nossa captação de água doce até 2030 (91 MM m³/ano) Redução de 30%* na geração de resíduos sólidos de processo até 2030 (195 mil ton/ano) Destinação de 80% dos resíduos sólidos de processos para rotas de RRR** até 2030 Alcançar ganhos de biodiversidade até 2030, com foco em florestas e oceanos: <ul style="list-style-type: none"> 100% das instalações Petrobras com planos de ação em biodiversidade até 2025 Impacto líquido positivo em áreas vegetadas até 2030 Aumento de 30% em conservação da biodiversidade até 2030 <p><small>* Ano referência: 2021 ** Reuso, reciclagem e recuperação</small></p>
<p>CUIDAR DAS PESSOAS</p> <ul style="list-style-type: none"> Proporcionar retorno à sociedade de no mínimo 150% do valor investido nos projetos socioambientais voluntários* (até 2030) Estar entre as três empresas de O&G mais bem colocadas no ranking de direitos humanos até 2030** Promover a Diversidade, a Equidade e a Inclusão: <ul style="list-style-type: none"> Antecipar a meta de 25% de mulheres na liderança para 2029 Antecipar a meta de 25% de pessoas negras na liderança para 2029 Implementar 100% dos compromissos do Movimento Mente em Foco (Pacto Global da ONU) até 2030 Implementar 100% dos objetivos estratégicos do Plano de Ação Global de Atividade Física da OMS no contexto empresarial até 2030 <p><small>* Por projeto, possível de mensuração (3 anos) ** No Corporate Human Rights Benchmark (CHRB)</small></p>	<p>ATUAR COM INTEGRIDADE</p> <ul style="list-style-type: none"> Promover a diversidade nas Indicações da Petrobras para nossas participações: <ul style="list-style-type: none"> Attingir, até 2026, o mínimo de 30% de mulheres em cargos de órgãos estatutários nas suas participações societárias Assegurar, até 2030, o mínimo de 10% de pessoas autodeclaradas negras em cargos de órgãos estatutários de indicação nas suas participações societárias Assegurar, até 2030, o encerramento das apurações de violência sexual com prazo médio de 60 dias 100% dos fornecedores relevantes treinados em integridade e/ou privacidade até 2030 Implementar <i>due diligence</i> de direitos humanos em 100% dos nossos fornecedores relevantes até 2030 Avaliar, em 100% das contratações nas categorias estratégicas, a ampliação de requisitos ASG, até 2028 Estabelecer que 70% dos fornecedores relevantes tenham seu inventário de emissões (GEE) publicado, até 2028

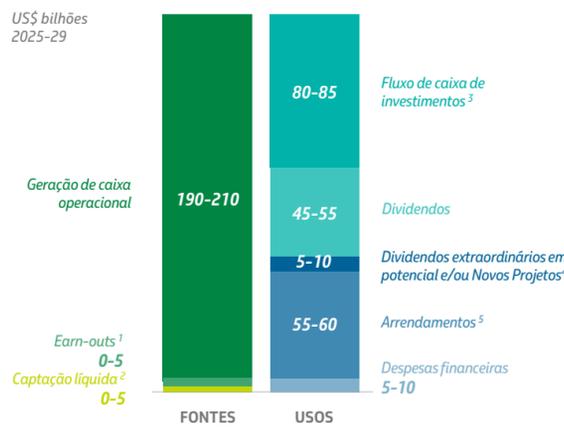
Financiabilidade

As principais premissas para a financiabilidade do PN 2025-2029 são:

	2025	2029
Brent (US\$/barril)	83	68
Taxa de câmbio nominal (R\$/US\$)	5,0	5,1
Cracksread Diesel (US\$/barril)	22	19
Cracksread Gasolina (US\$/barril)	14	12

A figura a seguir detalha as fontes e usos previstos no horizonte do plano:

Fontes e usos de caixa nos próximos 5 anos (faixas com visão da Carteira Total)



1) Inclui pagamentos contingentes, diferidos e desinvestimentos
2) Captação de financiamentos, líquidos de amortizações
3) Investimentos totais
4) Inclui os dividendos extraordinários declarados em 21/11/2024
5) Aumentos nos leasings devido, principalmente, a valores incluídos na geração de caixa operacional e no fluxo de caixa de investimentos no plano anterior

Destaca-se que o PN 2025-2029 considera, entre as premissas para a financiabilidade, a geração de caixa superior aos investimentos e obrigações financeiras, um caixa mínimo de US\$ 6 bilhões, flexibilização do teto de endividamento para US\$ 75 bilhões, com convergência no patamar de US\$ 65 bilhões, e o pagamento de dividendos de acordo com a Política de Remuneração aos Acionistas vigente.

Gestão de Riscos

A gestão de riscos representa uma peça importante para o atingimento das metas estabelecidas no nosso Plano Estratégico e no nosso Plano de Negócios, 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 e do nosso Plano de Negócios, sua abrangência, seu grau de severidade e/ou recursos demandados para seu tratamento.

As análises de risco suportam as nossas decisões mais relevantes. Neste contexto, 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 gestão do portfólio para maximizar valor, diversificar de forma rentável e perenizar a Petrobras. Aliado ao foco na geração de valor, são aplicados critérios para aprovação de projetos de investimentos que sejam rentáveis mesmo em um cenário de robustez, que considera o Brent de equilíbrio a US\$ 45/bbl.

Ambiental, Social e Governança

Programa Compromisso com a Vida

O Programa Compromisso com a Vida ("PCV") 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, fortalecendo nossa visão de ocupar uma posição de excelência em SMS por meio do aprendizado e da melhoria contínua, com base nos princípios de nossa Política de SMS:

- SMS como valor
- Respeito à vida
- Gestão baseada em risco
- Sustentabilidade nos negócios
- Excelência e transparência no desempenho

O oitavo ciclo, iniciado e desenvolvido ao longo de 2024, teve destaque para entregas como:

- **Compromisso ASG – Água:** continuidade da implementação dos projetos para redução de captação de água doce até 2030.
- **Compromisso ASG – Resíduos:** implementação das ações mapeadas no ciclo anterior do PCV para redução de geração de resíduos e otimização da destinação de resíduos sólidos perigosos e não perigosos.
- **Compromisso ASG – Biodiversidade:** entrega de 18 Planos de Ação de Biodiversidade (PAB) atingindo 80% das unidades da companhia, além da realização de 4 pilotos de impacto líquido positivo em biodiversidade.
- **Contingência e as novas fronteiras:** aperfeiçoamento do modelo do Centro de Defesa Ambiental (“CDA”), de forma a garantir a melhor resposta e prontidão para os novos desafios.
- **SAP-SMS:** implementação dos módulos de auditoria, gestão de riscos, gestão de mudanças e de recursos hídricos.
- **SMS na prestação de serviços:** melhorias na estratégia de contratação e ampliação dos programas de excelência em SMS para famílias de atividades de alto risco.
- **SMS em projetos:** implementação de Diretrizes de SMS para projetos mais sustentáveis.
- **Cultura e inovação em SMS:** capacitação e fortalecimento da prática dos fundamentos de SMS Petrobras e realização do Congresso Petrobras de SMS 2024.
- **Gestão dinâmica de barreiras:** avanço na implantação da gestão dinâmica de barreiras das unidades próprias e *bow ties* confeccionados, já incorporando os projetos de novas unidades.
- **Jornada de fatores humanos:** implementação da Jornada Petrobras de Fatores Humanos em projetos, segurança de processo e contratos de serviços.
- **Higiene & ergonomia em foco:** fortalecimento da gestão de riscos com foco em benzeno, ruído e ergonomia.
- **Redução de eventos de alto potencial:** foco no aprendizado das ocorrências de alto potencial.
- **Bem-estar Petrobras:** implementação dos compromissos do movimento Mente em Foco e fomento de ações para o bem-estar no trabalho que busquem a melhoria da saúde das pessoas.
- **Ativa Petrobras:** ações de estímulo a prática de atividade física como forma de promoção da saúde integral.
- **Atenção integral à saúde do trabalhador:** foco no cuidado continuado e integrado na saúde do trabalhador.

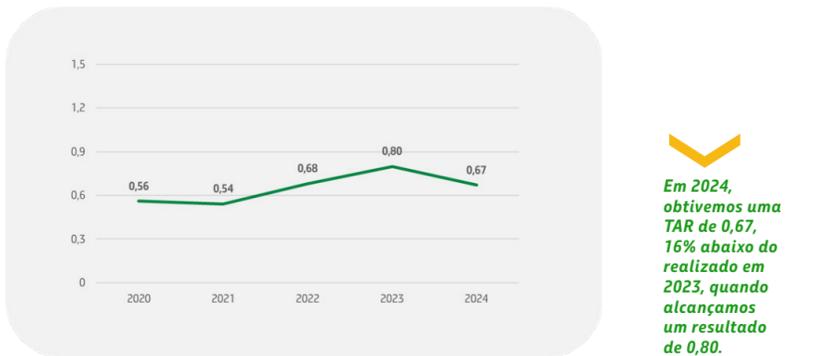
As ações previstas para o Programa Compromisso com a Vida e seus avanços são reportados periodicamente em diversos níveis organizacionais, culminando na avaliação pela Diretoria Executiva e pelo Comitê de SMS do Conselho de Administração.

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 é a Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homens-hora (“TAR”) abaixo de 0,7.

Dentro de um processo evolutivo e de melhoria contínua, nosso indicador TAR – que até 2015 estava acima de 2,0 – vem, nos últimos 3 anos, se consolidando próximo de 0,7. A série histórica demonstra que a indústria de óleo e gás, juntamente com a Petrobras, vem reduzindo estas taxas nas últimas décadas, tendo alcançado o melhor resultado histórico, no biênio 2020 – 2021, durante o período da pandemia do COVID-19. Com a retomada plena das atividades em 2022, houve um retorno ao patamar de 2019, não somente na Petrobras como em toda a indústria. Acompanhamos mensalmente em nossas reuniões de análise crítica, os indicadores de processos críticos, notadamente o TAR.

TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS (“TAR”) POR MILHÃO DE HOMENS-HORA



A TAR média da indústria em 2023, de acordo com o Relatório Anual da IOGP (*International Association of Oil & Gas Producers*), foi de 0,84, o que representou uma redução de 7% em relação à indústria em 2022 (0,90). Observa-se, portanto, que temos conseguido, de forma consistente, resultados de referência, tendo nossa TAR ficado 24% abaixo da média da indústria em 2022 e 5% em 2023.

De acordo com os mecanismos de gestão existentes, diversas iniciativas foram conduzidas como: execução imediata de ações locais nas unidades de modo a prevenir novos eventos com natureza semelhante, constituição de um grupo de trabalho com o objetivo de propor ações adicionais de resposta e manutenção da execução de nossas iniciativas estruturantes que visam reduzir acidentes, as quais compõem o Programa Compromisso com a Vida. Com a realização da análise crítica dos eventos que compõem a TAR foi possível direcionar as iniciativas estratégicas para o ano de 2024. As ações também possuem um foco na redução de eventos de maior gravidade, alinhadas à ambição de Zero Fatalidades.

Apesar dos nossos esforços na busca pela melhoria contínua na gestão e cultura de segurança, registramos e lamentamos a ocorrência de quatro fatalidades no ano de 2024. 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 e divulgamos ações para evitar sua reincidência. As lições aprendidas são discutidas em fóruns com os gestores e divulgadas para os nossos colaboradores.

Mudanças Climáticas

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

1	2	3
Transparência e Gestão de Carbono	Competitividade de O&G	Negócios em Baixo Carbono, Emissões de Escopo 3 e Transição Justa
Governança nas informações, processos e decisões	Resiliência e valor do portfólio fóssil frente à transição	Exposição do portfólio ao carbono
Nossa governança de gestão de riscos das mudanças climáticas e transição energética é estruturada de forma que todos os níveis da companhia, incluindo a alta administração, estejam envolvidos no tema. Trabalhamos para que os riscos e oportunidades em carbono sejam adequadamente capturados em cenários, quantificados e considerados em nossas escolhas e processos decisórios, buscando a sustentabilidade de nosso negócio e geração de valor para todas as partes interessadas. As remunerações variáveis de todos os empregados incorporam elementos de desempenho vinculados aos compromissos de intensidade de carbono em nossas operações, engajando a força de trabalho no alcance dos resultados esperados. Seguimos as recomendações do TCFD como referência na divulgação de informações relacionadas às mudanças climáticas, promovendo a transparência em carbono para todas as partes interessadas. Nosso inventário é publicado voluntariamente desde 2002 e verificado por terceira parte desde 2003, representando nosso pioneirismo na gestão de GEE.	Em 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 da intensidade de carbono na produção. Buscamos manter nossas operações com uma trajetória decrescente de emissões e com intensidade em carbono menor do que principais empresas do setor, resguardando a competitividade de nossos óleos nos mercados mundiais em um cenário de desaceleração e posterior retração da demanda. Focamos no fornecimento de petróleo e gás de forma competitiva e ambientalmente responsável, visando o atendimento à demanda persistente de petróleo alinhada a cenários compatíveis com os objetivos do Acordo de Paris.	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. Acreditamos que conciliar o foco em petróleo e gás com a diversificação de portfólio em negócios de baixo carbono é o caminho mais eficaz e justo para a transição energética.

Todos os nossos projetos precisam ter viabilidade econômica no cenário de compromisso, com menor preço de petróleo, de US\$ 45/bbl no longo prazo, compatível com cenários de transição energética acelerada.

Conforme seção “Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025–2029” deste relatório, mantivemos os seis compromissos públicos relativos à temática de carbono. No que se refere às ambições associadas à redução da pegada de carbono, destacam-se a busca pela neutralidade das emissões operacionais até 2050, a ambição “Near Zero Methane 2030”, alinhada às boas práticas da indústria e o crescimento líquido neutro das nossas emissões operacionais até 2030, não ultrapassando patamar de emissões de 2022 (40% de redução desde 2015), mesmo com o aumento de produção e atividades previstas no PN 2025–2029.

Estamos comprometidos na continuidade da melhoria da eficiência em emissões de GEE de nossas atividades de E&P. Em projetos de óleo e gás, é natural que os campos amadureçam ao longo tempo, apresentando aumento progressivo da produção de água e da demanda de energia, bem como redução da taxa de produção de petróleo. Como consequência, observa-se uma tendência natural de aumento da intensidade do portfólio do segmento E&P ao longo do tempo. A fim de se reduzir esse aumento é necessário: 1) atuar na mitigação dos ativos em operação, através de ações como otimização energética e redução de perdas; 2) incorporar tecnologias de baixo carbono em novos projetos; e 3) estudar e implementar soluções disruptivas para descarbonização no longo prazo.

Para mais informações sobre nossos compromissos ASG e investimentos na descarbonização, veja a seção “Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025–2029” deste relatório.

Em 2024, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte¹:

- Emissões totais de GEE de 47 milhões tCO₂e, resultado 2% superior ao exercício anterior, mantendo-se inferior quando comparado aos anos de 2022 e 2015;
- Intensidade de carbono em E&P de 14,8 kgCO₂e/boe, mantendo-se abaixo do compromisso de 15 kgCO₂e/boe em 2025;
- Intensidade de carbono no refino de 36,2 kgCO₂e/CWT, a menor de toda a série histórica;
- Intensidade de emissões de metano no E&P de 0,20 tCH₄/mil tHC, uma redução de 0,02 tCH₄/mil tHC em relação ao ano anterior.

Os vetores para o resultado das emissões de GEE em 2024 foram as ações de eficiência e redução de perdas implementadas nos segmentos operacionais, que mitigaram os aumentos decorrentes do comissionamento de novos ativos. Nossas metas de intensidade de emissões de GEE (E&P e Refino) representaram uma cobertura de 84% das emissões das atividades que operamos em 2024.

Ampliamos a oferta de produtos com baixo carbono. Em 2024, atingimos a marca de 100 mil m³ de venda de Diesel R com conteúdo renovável (R5) e cerca de 10 mil toneladas de CO₂ de emissões evitadas. Registramos também aumento de 27% nas vendas da Gasolina Podium Carbono Neutro em relação a 2023, com 225 mil toneladas de CO₂ neutralizadas por créditos de carbono.

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, além da adesão ao OGMP 2.0 e ao *Oil and Gas Decarbonization Charter*, uma iniciativa da Global Decarbonization Accelerator lançada na COP28.

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 2024, investimos R\$ 9 bilhões em iniciativas para aperfeiçoar a nossa atuação 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.

Além disso, no dia a dia da nossa gestão, dedicamo-nos a gerenciar os aspectos e os impactos relacionados aos temas ambientais, tais como recursos hídricos, segurança hídrica e efluentes; resíduos e economia circular; gestão da biodiversidade; prevenção e resposta a vazamentos; dentre outros. Para tanto, dispomos de processos e procedimentos padronizados, buscamos a adoção de melhores práticas e tecnologias, a melhoria de eficiência e desempenho ambiental, investimos em Pesquisa & Desenvolvimento e nas estruturas de resposta a eventuais emergências.

Estamos constantemente aprimorando a gestão ambiental dos nossos investimentos, buscando os menores impactos ambientais decorrentes de nossa atividade como empresa de energia com foco em óleo e gás. Os principais impactos, nos dois últimos anos, foram os seguintes:

PRINCIPAIS IMPACTOS

	2024	2023
Emissões (milhões ton CO ₂ e)	47 ²	46
Biodiversidade (Eventos com impacto confirmado ou provável à fauna, flora ou habitat)	12	7
Resíduos sólidos perigosos gerados nos processos industriais (mil ton)	90	80
Efluentes ³ (milhões m ³)	211,3	207,2
Vazamentos ⁴ (m ³)	14	17

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. Como parte de nossos planos, procedimentos e esforços ambientais, mantemos planos de contingência detalhados de resposta e remediação a serem implementados em caso de derramamento ou vazamento de óleo em nossas operações *offshore*. O Ibama audita, aprova e autoriza a execução desses programas. Para responder a estes eventos, dispomos de navios dedicados ao recolhimento de volumes vazados, totalmente equipados para controle dos vazamentos e combate a incêndios.

Contamos também com a estrutura de Centros de Defesa Ambiental, localizados em áreas estratégicas para garantir resposta rápida e coordenada em caso de derramamentos de óleo, *onshore* ou *offshore*. Esses centros contam com barcos adicionais de apoio e recuperação disponíveis para combate a derramamentos e vazamentos de óleo *offshore*, barreiras de contenção, barreiras absorventes, dispersantes de óleo, entre outros recursos.

O nosso PE 2050 e PN 2025–2029 manteve como uma de nossas métricas o Volume Vazado de Óleo e Derivados (“VAZO”), tendo como ambição Zero Vazamentos. 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 2024, registramos onze ocorrências superiores a um barril, levando o nosso indicador VAZO ao valor de 14 m³, o que representa uma redução de 18% com relação a 2023 (17 m³). As causas dos eventos foram analisadas e as lições foram incorporadas aos nossos processos. Nosso resultado de 2024 é expressivamente inferior ao desempenho médio do nosso *Peer Group* em 2023⁵, de 534 m³.

Investimento Socioambiental

Em 2024, no Sistema Petrobras, investimos R\$293 milhões em projetos socioambientais, reunidos em diferentes iniciativas como o Programa Petrobras Socioambiental e os projetos de *matchfunding* em parcerias com outras empresas. Também investimos mais R\$50 milhões no Fundo Petrobras de Bioeconomia, com objetivo de alavancar negócios sustentáveis de impacto positivo e que prevê o reinvestimento do retorno obtido com intuito de garantir a escala dos projetos.

Na Petrobras, em 2024, investimos R\$ 284 milhões em projetos socioambientais pelo Programa Petrobras Socioambiental nas linhas de educação, desenvolvimento econômico sustentável, florestas e oceano, e na iniciativa Floresta Viva. Em suas atividades, os projetos engajaram crianças e adolescentes, mulheres, negros, pessoas com deficiência, povos indígenas e comunidades tradicionais como públicos prioritários. Os participantes dessas iniciativas são 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.

O Programa Petrobras Socioambiental estrutura os investimentos socioambientais voluntários da companhia e seu propósito é contribuir para as comunidades onde estamos inseridos e para a sustentabilidade do nosso negócio, apoiando iniciativas que gerem valor para nós e para a sociedade. Com o intuito de potencializar os resultados e a sustentabilidade das ações, fomentamos a atuação em redes por parte das instituições.

1) Os resultados de desempenho em emissões em 2024 ainda serão verificados por terceira parte, sendo assim, podem ocorrer variações, não sendo esperadas alterações significativas.
2) Os resultados de desempenho em emissões em 2024 ainda serão verificados por terceira parte, sendo assim, podem ocorrer variações, não sendo esperadas alterações significativas.
3) 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.
4) 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.
5) Dados consultados em relatórios de sustentabilidade ou similares publicados por empresas que compõem nosso peer group (BP, Chevron, Shell, Total, Exxon Mobil e Equinor).



Também concluímos, em 2024, a maior seleção pública de projetos do Programa Petrobras Socioambiental, com a previsão de investimentos de R\$ 446 milhões no período de 2024 a 2028, nos 63 projetos aprovados em todas as regiões do Brasil. Com esses novos projetos iremos ampliar parcerias que visam a fortalecer os direitos sociais, ambientais, territoriais e culturais das comunidades e populações locais, e gerar resultados positivos para o negócio e para a sociedade, nas seguintes frentes:

- **Projetos ambientais:** atuam no desenvolvimento de soluções para temas como o combate ao lixo no mar, restauração e conservação florestal e proteção de espécies ameaçadas de extinção.
 - **Projetos sociais:** atuam no fortalecimento do Sistema de Garantia de Direitos da Criança e do Adolescente (SG-DCA), inserção profissional digna, geração de renda por meio do empreendedorismo, contribuição para superar a situação de rua e fortalecimento de associações, cooperativas e outras organizações coletivas.
- Os projetos contemplam ainda ações para promover a justiça ambiental, o enfrentamento ao racismo e a equidade racial e o combate ao preconceito. Além do Programa Petrobras Socioambiental, no ano de 2024 contribuímos com outras iniciativas socioambientais não cobertas pelo programa, como as destacadas a seguir:
- fortalecemos nossa parceria com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) por meio do **matchfunding Floresta Viva**. A iniciativa visa ao apoio financeiro conjunto de R\$ 118 milhões em um período de sete anos a projetos de reflorestamento de espécies nativas nos biomas brasileiros, que gerem benefícios sociais e ambientais. Com a gestão pelo Fundo Brasileiro para a Biodiversidade (FUNBIO), o recurso está sendo aplicado em projetos escolhidos em dois editais: “Manguezais do Brasil” e “Corredores de Biodiversidade”, que abrangem os biomas cerrado e pantanal. Ao todo, é prevista a restauração de 4.200 hectares, em execução pelas organizações da sociedade civil apoiadas.
 - firmamos com o BNDES um protocolo de intenções para atuação conjunta no **Programa Restaura Amazônia**, no qual iremos investir R\$ 100 milhões nos próximos cinco anos para projetos de reflorestamento de espécies nativas na Amazônia Legal.
 - estruturamos o **Fundo Petrobras de Bioeconomia**, que irá investir em iniciativas socioambientais de soluções baseadas na natureza para reflorestamento e conservação de biomas que fomentem a bioeconomia sustentável. O fundo será gerido pela Régia Capital, uma plataforma de investimentos sustentáveis criada pela associação entre a JGP Gestão de Recursos Ltda. e a BB Asset.
 - firmamos parceria com os Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia e com o Sistema S (SESI-SENAI) para a implementação do **Programa Autonomia e Renda Petrobras**. Ele é voltado para a qualificação de pessoas em situação de vulnerabilidade socioeconômica e/ou desempregadas, moradoras da área de abrangência das nossas operações, visando ampliar as oportunidades de empregabilidade no segmento de Óleo e Gás. No total serão ofertadas quase 20 mil vagas em diferentes cursos de qualificação, com a priorização de grupos memorizados - como mulheres, pessoas pretas e pardas, pessoas trans, pessoas com deficiência, indígenas, quilombolas e pessoas refugiadas. Por meio do Programa, esperamos contribuir para o aproveitamento de mão de obra local pela nossa cadeia de fornecedores em paradas de manutenção de Unidades de Operações e em projetos de investimento previstos nos nossos Planos Estratégico e de Negócios. Apenas no segundo semestre de 2024 já foram ofertadas mais de 1.100 vagas em 17 cursos nos sete estados (ES, MG, PE, PR, RJ, RS e SP) abrangidos pelo Programa.
 - lançamos um edital conjunto com o BNDES chamado **Sertão + Produtivo**, com foco na seleção de 10 projetos sociais para atuação em todos os estados do semiárido brasileiro. As duas empresas irão investir juntas R\$ 100 milhões, nos próximos 5 anos, em projetos que contribuam para o fortalecimento e estruturação de associações e cooperativas de agricultores familiares, produção de alimentos saudáveis e redução da insegurança alimentar, além da geração de renda para pessoas em situação de vulnerabilidade social.

Estamos comprometidos com o desenvolvimento de iniciativas que contribuam para a solução de problemas sociais e/ou ambientais, gerando oportunidades de atuação junto aos nossos públicos de interesse, clientes dos nossos produtos.

Desta forma, para aumentar nossa contribuição à sociedade para além dos projetos socioambientais, em 2024 destinamos R\$ 29 milhões em doações financeiras para ações emergenciais em atendimento a pessoas em situação de vulnerabilidade social, ocasionada ou agravada pela emergência climática no estado do Rio Grande do Sul.

Essas iniciativas de doação, somadas ao investimento socioambiental, totalizaram R\$ 372 milhões em benefícios sociais em 2024.

Patrocínios

Em 2024, 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, investindo R\$ 281,2 milhões de reais.

Os patrocínios culturais estão relacionados a projetos que reforçam a brasilidade, com mérito artístico, inovadores e com potencial de retorno de imagem, alinhados à nossa estratégia de posicionamento de marca. Em 2024, foi apresentada à sociedade a remodelação do **Programa Petrobras Cultural**, com seus quatro eixos temáticos: “Ícones da Cultura Brasileira”; “Festivais e Festas Populares”; “Produção e Circulação”; “Cinema e Cultura Digital”, e suas duas dimensões transversais, consideradas em todos os patrocínios: “Diversidade” e “Economia Criativa”, junto ao lançamento da maior seleção pública já realizada pela empresa, com investimento de R\$ 250 milhões de reais, contemplando 140 projetos, distribuídos por todos os estados brasileiros, a serem realizados a partir de 2025.

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 representaram o Brasil nos Jogos Olímpicos e Paralímpicos em Paris 2024. O patrocínio realizado envolve 55 atletas e paratletas de alto rendimento, em 31 modalidades diferentes. Do Time, 44 atletas participaram dos Jogos Olímpicos ou Paralímpicos de Paris 2024, recebendo 21 medalhas – 8 olímpicas e 13 paralímpicas. Em 2024 também retomamos os patrocínios na modalidade de esporte-motor, com a Fórmula Truck, Rally dos Sertões e F4 Brasil.

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

Para mais informações sobre os nossos patrocínios e a nossa atuação socioambiental, veja Relatório de Sustentabilidade, disponível no nosso site de Relações com Investidores (www.petrobras.com.br/ri).

Governança

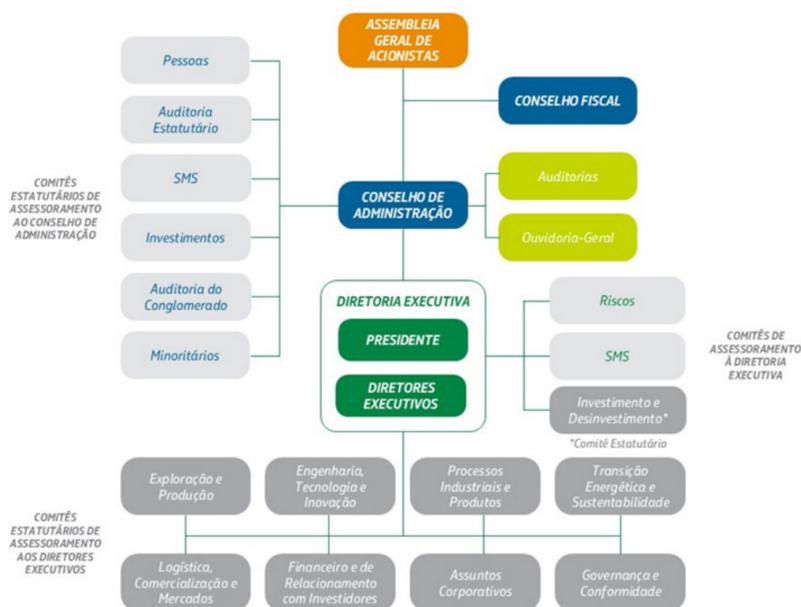
As boas práticas de governança corporativa e **compliance** são fundamentais para o fortalecimento e a sustentabilidade dos nossos negócios. Nossa prioridade é atuar sempre orientados pela ética, pela integridade e pela transparência, em todas as áreas da companhia. Adicionalmente, considerando nossa atuação em mercados cada vez mais competitivos, é importante que nosso modelo de governança busque o equilíbrio entre eficiência e controle para nos garantir atuação ágil e segura ao mesmo tempo.

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.

Nesse 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 esses órgãos; políticas e códigos, entre outros.

Além disso, temos uma estrutura de governança clara, com papéis e responsabilidades definidos, visando a garantir a tomada de decisões transparente, salvaguardando a nossa integridade e protegendo os interesses de nossos **stakeholders**.

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA



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 e Estatuto Social alinhados às exigências da Lei nº 13.303/16 e Decreto nº 8.945/16, prevendo, ainda, exigência de requisitos adicionais de integridade.
- Parecer obrigatório do Comitê de Auditoria Estatutário na avaliação de transações envolvendo a União, que estejam na competência do Conselho de Administração.
- Parecer obrigatório do Comitês de Minoritários e do Comitê de Auditoria Estatutário nas transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas autarquias e fundações e empresas estatais federais, estas últimas quando classificadas como fora do curso normal dos negócios da companhia pelo Comitê de Auditoria Estatutário, que estejam na alçada de aprovação do Conselho de Administração.
- Conselho de Administração composto por, no mínimo, 40% de membros independentes.
- Independência do Diretor Executivo de Governança e Conformidade: processo diferenciado de seleção (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, em condições diferentes das de mercado, obrigações para atender o interesse público que justificou sua criação, o governo federal deverá nos compensar pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.
- Revisão periódica do Código de Conduta Ética, com a realização de treinamento anual, obrigatório para os Administradores e toda força de trabalho.
- Sistema de gestão de riscos desenhado de forma a possibilitar uma adequada segregação de funções entre os tomadores de riscos e os responsáveis pela definição dos limites à exposição e pelo seu monitoramento periódico.
- Privilegia a discussão e a deliberação colegiada, bem como decisões compartilhadas, sempre observando as atribuições específicas cada órgão.

Importantes reconhecimentos

Somos membros do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (“IBGC”), o que ratifica nosso compromisso com a melhoria contínua de nossos processos e controles internos, alinhados às boas práticas de governança corporativa do mercado, aos objetivos e valores definidos em nosso Plano Estratégico, bem como à legislação nacional e internacional.

Recebemos, por seis anos consecutivos, a certificação no Indicador de Governança da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (“IG-Sest”), alcançando o nível mais alto, o Nível 1, que demonstra nosso elevado grau de excelência em governança corporativa. Não houve avaliação em 2023 e 2024 porque o IG-Sest está passando por reestruturação e reavaliação dos itens a serem avaliados; portanto, a Petrobras continua com o Nível 1 obtido em 2022. Essa certificação, além de reconhecer nossos avanços nos últimos anos, é uma oportunidade de avaliar nossos processos em um novo patamar de qualidade e reafirmar nosso compromisso com a melhoria contínua de nossa governança corporativa.

Em 2024, alcançamos 96% de aderência ao Código Brasileiro de Governança Corporativa (CBGC). De acordo com a última pesquisa divulgada pelo IBGC, o grau médio de aderência das empresas no mercado foi de 67% em 2024, um aumento de 1,7% em relação ao ano anterior (65,3%).

Além disso, conquistamos o primeiro lugar entre as 19 empresas federais de economia mista avaliadas no IESGO 2024, o novo índice desenvolvido pelo Tribunal de Contas da União (TCU) para avaliar práticas sociais, ambientais e de governança de organizações públicas federais. Além da sustentabilidade social e ambiental, o indicador analisa outros temas relacionados ao ESG, como governança, liderança, estratégia, gestão de pessoas, gestão orçamentária, sustentabilidade ambiental, estando alinhado aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

Adicionalmente, pelo oitavo ano consecutivo, em 2024 conquistamos o Troféu Transparência, prêmio da Associação Nacional de Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac) concedido às empresas brasileiras que apresentam a melhor qualidade e transparência em suas demonstrações financeiras. A classificação é realizada com base em uma rigorosa análise técnica das demonstrações financeiras publicadas por empresas sediadas no Brasil que operam nos setores comercial, industrial e de serviços. São avaliados critérios como transparência, clareza e consistência das informações, aderência às normas contábeis, entre outros.

Acreditamos que os resultados que alcançamos comprovam o reconhecimento do mercado e de entidades regulatórias e de controle quanto à melhoria de nossa cultura de integridade e de nossos mecanismos de governança. Acreditamos que um alto grau de integridade reforça nossa reputação entre nossos stakeholders e, consequentemente, na sociedade como um todo.

Nossas principais políticas corporativas e informações adicionais sobre a nossa Governança podem ser acessadas em www.petrobras.com.br/ri

Ética, Integridade e Transparência

O fomento e o fortalecimento da integridade na cultura organizacional são fundamentais para o nosso ambiente de trabalho. O nosso **Programa de Compliance** está devidamente estruturado por meio de políticas, padrões e procedimentos que seguem as melhores práticas do mercado. Nossos mecanismos de integridade são amplamente comunicados aos nossos públicos de interesses, garantindo transparência e prestação de contas.

Dispomos do nosso Código de Conduta Ética (“Código”), um documento que orienta a conduta esperada da nossa força de trabalho. Reformulado em 2024, o Código reflete nossos valores e responsabilidades, fornecendo ferramentas de autorreflexão para auxiliar nossa força de trabalho a alinhar suas ações aos nossos princípios éticos no desempenho de suas funções. A nova versão do Código também traz responsabilidades adicionais para as lideranças, enfatizando seu papel na promoção da ética e da integridade, servindo como exemplo para suas equipes. Além do Código de Conduta Ética, destacamos a importância da nossa Política de Compliance, do Guia de Conduta Ética para Fornecedores e do Programa de Compliance como elementos essenciais para integrar e fortalecer nosso **Sistema de Integridade**.

Em julho de 2024 aderimos ao Pacto Brasil pela Integridade Empresarial, uma iniciativa da Controladoria-Geral da União (CGU), que tem o objetivo de fomentar a integridade no cenário corporativo brasileiro e estimular empresas a assumirem compromisso voluntário com a integridade empresarial. Obtivemos nota máxima na autoavaliação das medidas de integridade, levando-se em conta o conjunto de ações que visam: (i) prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes e atos de corrupção praticados contra a administração pública; (ii) mitigar os riscos social e ambiental decorrentes de nossas atividades, zelando pela proteção dos direitos humanos; e (iii) fomentar e manter uma cultura de integridade no ambiente organizacional.

Também assinamos um Acordo de Cooperação Técnica com a CGU, que prevê o desenvolvimento de ações conjuntas permitindo que a companhia e a CGU compartilhem ferramentas, sistemas e metodologias de análise de dados e técnicas de fiscalização e investigação interna. A parceria pretende aprimorar os nossos mecanismos de controle e de prevenção e combate à corrupção.

Utilizamos mecanismos de integridade que incluem a gestão de nossos controles internos e a análise de integridade de contrapartes. Além disso, oferecemos treinamento à nossa força de trabalho, assim como aos membros de nossa Diretoria Executiva e do Conselho de Administração.

Em 2024, oferecemos sessões de treinamento para administradores e conselheiros fiscais, abordando principalmente os seguintes tópicos:

- Código de Conduta Ética
- Nossa governança corporativa e processo de tomada de decisão
- Legislação Societária e Lei anticorrupção brasileira
- Compliance, controles internos e transações com partes relacionadas
- Divulgação de informações ao mercado, informações e negociação de valores mobiliários incluindo período de vedação
- Gerenciamento de riscos

Para garantir um ambiente ético para nossos negócios, promovemos a prevenção, detecção e remediação de desvios de conduta, como fraude, corrupção, conflito de interesses, lavagem de dinheiro, discriminação, retaliação, assédio moral e violências sexuais. As denúncias relacionadas a esses temas são investigadas pela área de Integridade Corporativa ou por empresa externa independente.

No âmbito da Privacidade e Proteção de Dados Pessoais, possuímos uma estrutura dedicada ao tema, a Gerência Geral de Privacidade, responsável por coordenar o cumprimento da Lei nº 13.709/18 (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais – LGPD), que adota um modelo de governança eficiente, aderente ao negócio e às legislações pertinentes, atuando de forma preventiva, tratando e respondendo adequadamente aos riscos relacionados à proteção de dados pessoais, promovendo a conscientização dos colaboradores da companhia e que tem como foco principal o titular de dados.

Recursos Humanos

Perfil e distribuição geográfica

Encerramos o ano de 2024 com 49.185 empregados, um aumento de 5,25% em relação ao ano de 2023, sendo 8.570 mulheres (17%) e 40.615 homens (83%).



PERFIL DOS NOSSOS EMPREGADOS Petrobras e suas subsidiárias

	2024	2023
EMPREGADOS	49.185	46.730
Feminino	8.570	8.000
Petrobras	7.226	6.854
Subsidiárias Brasil	1.122	931
Subsidiárias Exterior	222	215
Masculino	40.615	38.730
Petrobras	34.552	33.359
Subsidiárias Brasil	5.677	4.985
Subsidiárias Exterior	386	386

DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DOS NOSSOS EMPREGADOS Petrobras e suas subsidiárias

	2024	2023
Distribuição Geográfica - Petrobras	41.778	40.213
Sudeste	35.332	34.363
Nordeste	4.037	3.478
Sul	1.686	1.638
Norte	551	573
Centro-oeste	172	161
Distribuição Geográfica – Subsidiárias no Brasil	6.799	5.916
Sudeste	5.240	4.619
Nordeste	746	729
Sul	552	316
Norte	178	174
Centro-oeste	83	78
Subsidiárias no Exterior	608	601
TOTAL DE EMPREGADOS DA PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS	49.185	46.730

ESCOLARIDADE DOS NOSSOS EMPREGADOS Petrobras e suas subsidiárias

	2024	2023
Escolaridade - Petrobras	41.778	40.213
Fundamental	25	29
Médio	10.599	10.661
Superior	17.916	17.788
Especialização, Mestrado e Doutorado	13.238	11.735
Escolaridade – Subsidiárias no Brasil	6.799	5.916
Fundamental	1	86
Médio	4.319	3.829
Superior	2.341	1.948
Especialização, Mestrado e Doutorado	138	53
Escolaridade – Subsidiárias no Exterior	608	601
Fundamental	0	5
Médio	135	141
Superior	303	309
Especialização, Mestrado e Doutorado	170	146
TOTAL DE EMPREGADOS DA PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS	49.185	46.730

INDICADORES DE DIVERSIDADE DO CORPO FUNCIONAL Petrobras e suas subsidiárias

	2024	2023
Número de empregados(as) acima de 45 anos	21.695	19.732
Número de mulheres que trabalham na empresa ¹	8.570	8.000
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres ¹	24,7%	22,1%
Número de negros(as) que trabalham na empresa ²	16.155	14.813
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) ²	23,8%	22,2%
Número de empregados com deficiência	1.163	793
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens ³	0,97	0,98

1) Número corresponde a empregadas mulheres, não incluindo empregadas de empresas contratadas que trabalham nas nossas instalações.
 2) Número corresponde a empregados negros autodeclarados, não incluindo empregados de empresas contratadas. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, controladas no Brasil e as controladas no exterior: Petrobras America Inc., Transpetro International BV, Petrobras Singapore Private Limited, Petrobras Operaciones S.A., Petrobras Colombia Combustíveis. Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida em algumas empresas no exterior.
 3) Média ponderada entre a razão da remuneração de mulheres e homens de cada empresa e o seu respectivo efetivo. De acordo com a direttriz 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 ("PSP") 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.

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.

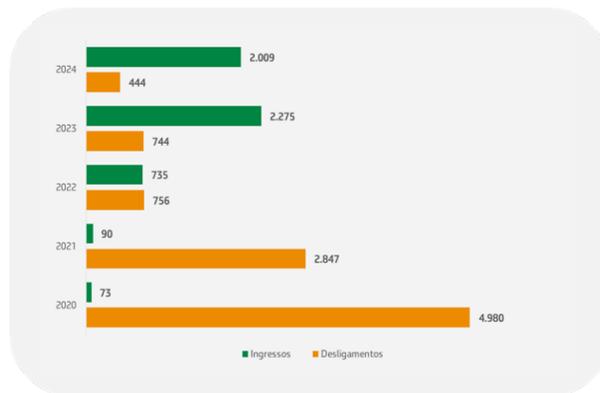
Para atender às necessidades da força de trabalho, priorizamos o preenchimento de vagas abertas internamente, por meio de realocação interna, com o objetivo de reter talentos e reduzir custos de contratação externa. Posteriormente, para determinar o número de novos empregados, consideramos tanto as nossas necessidades de negócio, em linha com nossos Planos Estratégico e de Negócios, quanto as vagas remanescentes. A contratação de novos empregados é viabilizada principalmente por Processo Seletivo Público ("PSP") que vem dando especial atenção à diversidade. Em nossos últimos PSPs, desde 2023, foram reservadas 20% das vagas para pessoas com deficiência e 20% para pessoas negras. Contratamos também de forma direta, mas essa forma de contratação é voltada para a alta gestão e está limitada a 40% do total de posição da alta gestão.

Como resultado, em 2024 foram contratados 2.009 profissionais na Controladora, dos quais 96% foram contratados por meio do PSP, tendo sido 92 empregados com deficiência, 876 empregados negros e 424 empregadas mulheres, refletindo o nosso esforço para promover a diversidade.

Além dos ingressos, o efetivo sofreu impacto pela saída de empregados inscritos nos ciclos dos Programas de Desligamento Voluntário ("PDVs") lançados até 2019. No ano de 2024, 141 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, 444 empregados deixaram a empresa em 2024, sendo 343 por desligamento voluntário (inclui PDVs e outros).

ROTATIVIDADE DOS NOSSOS EMPREGADOS Não inclui subsidiárias da Petrobras



Treinamento

Com base nos nossos Planos Estratégico e de Negócios, identificamos as necessidades de treinamentos dos nossos empregados, que são atendidas pela Universidade Petrobras. A Universidade Petrobras conta com:

- 13 Centros de Ciências e Tecnologias nos nossos diferentes processos, congregando 87 áreas de conhecimento
- mais de 6.800 ações de desenvolvimento no portfólio
- 104 salas de aula e laboratórios distribuídos em cinco campi de quatro estados brasileiros, com capacidade total de 2.750 alunos
- cerca de 2.300 empregados atuando como docentes nos últimos 3 anos⁴
- cerca de 600 instituições e parceiros nacionais e internacionais foram contratados nos últimos três 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 de dezembro de 2024, a Petrobras realizou 461 mil participações de empregados em cursos, com média de 88h por empregado nesse ano. Investimos aproximadamente R\$ 273 milhões em treinamentos ao longo de 2024. No consolidado, considerando também nossas controladas no Brasil e no exterior, tivemos uma média de 84h de treinamento/desenvolvimento por empregado em 2024.

CENPES

Operamos um centro dedicado a pesquisas, desenvolvimento e inovação ("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 2024, o Cenpes possuía 1.097 empregados, dos quais 87% 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 dos Planos Estratégicos e de Negócios, além de antecipar tendências que possam criar opções estratégicas.

Em 2024, investimos R\$ 4,3 bilhões em pesquisa e desenvolvimento. Atualmente, cerca de 30% 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 2024, foram depositados 178 pedidos de patentes no Brasil e 174 no exterior, totalizando 352 depósitos de patentes, **superando, pelo quarto ano consecutivo, nosso recorde de depósitos de pedidos de patentes no Brasil em um único ano.**

Em 31 de dezembro de 2024, contávamos com um total de 686 patentes ativas no Brasil e 584 patentes ativas no exterior, além de 698 pedidos de patentes no Brasil e 864 pedidos de patentes no exterior, somando 1.562 pedidos de patentes em 2024.

Remuneração Variável

O modelo de remuneração variável dos nossos empregados é composto pelo programa de Participação nos Lucros e Resultados ("PLR"), exigência legal e nossa principal prática de remuneração variável, e pelo programa Prêmio por Desempenho ("PRD"), remuneração complementar a PLR. O PRD foi implantado em 2023 em substituição ao Programa Prêmio por Performance ("PPP"), que foi mantido apenas para membros da Diretoria Executiva ("DE"). Esses programas estão alinhados aos novos direcionadores do PE 2050 e PN 2025-2029 e a nossa política de remuneração.

Programa de Participação nos Lucros ("PLR")

Temos um acordo coletivo vigente de PLR para os exercícios 2024-2025 para todos os empregados ocupantes ou não de funções gratificadas.

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

- Declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração ("CA")
- Apuração de Lucro Líquido para o exercício de referência
- Atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80% (oitenta por cento)

Conforme estabelecido no regimento da PLR para 2024 e 2025, em janeiro de 2025, foi promovido um adiantamento equivalente a 1/3 do valor a que cada empregado elegível faz jus. Os valores de PLR, referentes ao ano base 2024, serão integralmente quitados após apuração dos resultados do exercício, desde que atingidas as condições mencionadas acima.

Programas Prêmio por Performance ("PPP") e Prêmio por Desempenho ("PRD")

O PPP (aplicável aos membros da DE) e o PRD (aplicável aos demais empregados) são programas que buscam reconhecer o esforço e o desempenho individual dos empregados para o alcance dos nossos resultados.

Os valores de PPP e o PRD, referentes ao ano base 2024, serão pagos após apuração dos resultados do exercício, desde que cumpridos os pré-requisitos (gatilhos) mínimos estabelecidos pelos programas:

- Declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração
- Obtenção de lucro líquido positivo no exercício

O pagamento do PPP ou do PRD ocorre de forma diferida ao longo de cinco 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:

- uma parcela do PPP ou PRD, conforme aplicável, é paga à vista, enquanto o saldo é quitado em quatro parcelas anuais. Essas parcelas diferidas são convertidas em ações simbólicas (PETR3) com base na média ponderada das cotações dos últimos 60 pregões do exercício de referência.
- a proporção entre o valor pago à vista e o valor diferido varia de acordo com o nível hierárquico do participante, com maior percentual diferido para níveis mais altos da hierarquia.
- para a Diretoria Executiva, composta por Presidente e Diretores, 60% do valor do PPP é pago à vista e 40% é diferido, sendo quitado em quatro parcelas anuais. Para Gerentes Executivos e Gerentes Gerais, a proporção no PRD é de 70% e 80% pagos à vista, respectivamente, enquanto o saldo (30% e 20%, respectivamente) também é quitado em quatro parcelas anuais, convertidas em ações simbólicas (PETR3) com a mesma base de cálculo.
- o Presidente, Diretores, Gerentes Executivos e Gerentes Gerais 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 média ponderada da cotação das nossas ações ordinárias (PETR3) dos últimos 20 pregões anteriores à data de solicitação.
- aos demais empregados, o pagamento é feito exclusivamente à vista mediante aprovação da Diretoria Executiva, condicionada a aprovação do Conselho de Administração dos resultados das métricas de topo mensurados pelo Desempenho; e, mediante conclusão do processo de avaliação de desempenho do exercício para as metas específicas.

4) Contabilizados como docentes empregados que ministraram 16 horas ou mais de docência por ano nos últimos 3 anos.



Plano de saúde

Nosso plano de Assistência Multidisciplinar de Saúde ("AMS"), também conhecido como Saúde Petrobras, é operado desde 2021 pela Associação Petrobras de Saúde ("APS"). Em 2024, a APS encerrou o ano com 260.423 beneficiários⁵ distribuídos em todos os estados da federação.

Melhorias expressivas na gestão do plano de saúde foram implantadas em 2024, com foco na eficiência de custos e melhoria da qualidade do atendimento aos beneficiários. Dentre os principais resultados alcançados em 2024, podemos destacar:

- a APS obteve a nota 0,8378 (sendo 1,0 a nota máxima) no Índice de Desempenho da Saúde Suplementar. Pelo segundo ano consecutivo o plano ficou posicionado na melhor faixa de avaliação da Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS, pontuação que nos coloca na faixa de excelência do mercado de saúde suplementar.
- retorno do atendimento presencial aos beneficiários, com inauguração de postos de atendimento e manutenção do atendimento itinerante.
- implantação do Programa Cuidar, voltado para a promoção da saúde, diagnóstico precoce, linhas de cuidado para crônicos e condições agudas, com atendimento presencial.

5) Considera dados disponíveis em 02/12/2024.

Informações Adicionais

Relacionamento com os 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 2024, a KPMG nos prestou os seguintes serviços, incluindo aqueles prestados às nossas controladas:

SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE¹

	R\$ mil	%
Auditoria contábil e tributária ²	38.964	100
Serviços adicionais relacionados à auditoria ³	160	0
TOTAL DOS SERVIÇOS	39.124	100

1) Resolução CVM nº 162/2022.

2) 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.

3) Serviços adicionais relacionados à auditoria referem-se à assecuração 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"

Aquisição de debêntures de nossa emissão

No exercício social de 2024 não houve aquisição de debêntures de nossa emissão.

Programa de recompra de ações de nossa emissão

Aprovamos em 4 de agosto de 2023 um programa de recompra de ações de nossa emissão ("Programa de Recompra"), sem redução do capital social para manutenção em tesouraria e posterior cancelamento. O Programa de Recompra abrange apenas as nossas ações preferenciais e é realizado no contexto da Política de Remuneração de Acionistas vigente.

Durante o prazo de 12 meses, foi autorizada a recompra de até 157,8 milhões de ações preferenciais, representando cerca de 3,5% do total de ações preferenciais em circulação ("free float") das ações preferenciais.

Ao longo do Programa de Recompra, concluído em 5 de agosto de 2024, recomparamos um total de 155.468.500 ações preferenciais de nossa emissão, correspondendo a 98,51% das ações objeto do Programa de Recompra. Em 29 de janeiro de 2025 aprovamos o cancelamento das ações mantidas em tesouraria, sem redução do capital social.

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 28 – 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. 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 (Lei das Sociedades Anônimas).

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, conforme estabelecido pelo art. 8º, parágrafo segundo, da Lei nº 13.303 (Lei da Estatais). Ademais, 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 nosso Estatuto Social.

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 compromissos realizados para a consecução de políticas públicas e do interesse público que justificou nossa criação, bem como os recursos e dos impactos financeiros advindos destes compromissos, nos termos da Lei nº 13.303/16 e do Decreto nº 8.945/16.

Para mais informações, veja Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa e item 1.10 do Formulário de Referência, disponíveis no nosso site de Relações com Investidores (www.petrobras.com.br/ri).

Balanco Social

R\$ milhões

	2024	2023
1- Base de Cálculo		
Receita de vendas Consolidada (RL)	490.829	511.994
Lucro antes dos tributos sobre o lucro (RO)	54.730	177.481
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)	34.094	30.996

2- Indicadores Sociais Internos	% sobre			% sobre		
	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
Alimentação	1.755	5,15	0,36	1.634	5,27	0,32
Encargos sociais compulsórios	6.152	18,04	1,25	5.442	17,56	1,06
Previdência privada	4.078	11,96	0,83	3.721	12,00	0,73
Licença maternidade e paternidade	22	0,06	-	19	0,06	-
Saúde	3.078	9,03	0,63	2.405	7,76	0,47
Segurança e saúde no trabalho	215	0,63	0,04	192	0,62	0,04
Educação	483	1,42	0,10	410	1,32	0,08
Cultura	16	0,05	-	11	0,04	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	890	2,61	0,18	468	1,51	0,09
Creches ou auxílio-creche	51	0,15	0,01	34	0,11	0,01
Participação dos empregados nos lucros ou resultados e remuneração variável	4.954	14,53	1,01	5.043	16,27	0,98
Benefícios concedidos aos empregados de tempo integral que não são oferecidos a empregados temporários ou de tempo parcial (I)	-	-	-	-	-	-
Outros	53	0,16	0,01	109	0,35	0,02
Total - Indicadores sociais internos	21.747	63,79	4,42	19.488	62,87	3,80

3- Indicadores Sociais Externos	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Projetos socioambientais voluntários	293	0,53	0,06	159	0,09	0,03
- Educação (II)	165	0,30	0,03	66	0,04	0,01
- Desenvolvimento Econômico Sustentável	29	0,05	0,01	19	0,01	-
- Oceano	44	0,08	0,01	33	0,02	0,01
- Florestas (III)	49	0,09	0,01	41	0,02	0,01
- Outros	6	0,01	-	-	-	-
Programas e projetos socioambientais compulsórios (condicionantes)	575	1,05	0,12	566	0,32	0,11
- Monitoramento ambiental nos processos de licenciamento	426	0,78	0,09	431	0,24	0,08
- Mitigação e compensação de impactos socioeconômicos	149	0,27	0,03	135	0,08	0,03
Patrocínios	293	0,53	0,06	89	0,04	0,01
- Cultura (II)	193	0,35	0,04	61	0,03	0,01
- Esportivo (II)	50	0,09	0,01	4	-	-
- Negócio, Ciência e Tecnologia (II)	49	0,09	0,01	24	0,01	-
- Outros (II)	1	-	-	-	-	-
Doações	29	0,05	0,01	2	-	-
- Situações de emergência (IV)	27	0,05	0,01	2	-	-
- Outros	2	-	-	-	-	-
Total de investimentos para a sociedade	1.190	2,16	0,25	816	0,45	0,15
Tributos (excluídos encargos sociais)	208.578	381,10	42,50	174.935	99,13	34,36
Total - Indicadores sociais externos	209.768	383,26	42,75	175.751	99,58	34,51



4- Indicadores Ambientais	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	4.834	8,83	0,98	5.355	3,02	1,05
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: (V)	() 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%		

	2024	2023
Intensidade de Emissões de GEE no E&P (IGEE) – kgCO ₂ e/boe (VI)	14,8	14,2
Intensidade de Emissões de GEE no Refino (IGEE) – kgCO ₂ e/CWT (VI)	36,2	36,8
Volume Vazado de Óleo e Derivados - m ³ (VII)	14,38	16,86
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	20	2
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	4.050	3.857

5- Indicadores do Corpo Funcional	2024	2023
Número de empregados(as) ao final do exercício	49.185	46.730
Número de admissões durante o exercício	2.948	2.546
Número de desligamentos durante o exercício	800	1.038
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (VIII)	120.065	107.819
Número de estagiários(as)	520	385
Número de empregados(as) acima de 45 anos	21.695	19.732
Número de mulheres que trabalham na empresa (IX)	8.570	8.000
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (IX)	24,68%	22,10%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (X)	16.155	14.813
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (X)	23,84%	22,20%
Número de empregados com deficiência	1.163	793
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens (XI)	0,97	0,98
Número médio de horas de treinamento por ano por empregado	84	66
Percentual de empregados que recebem regularmente análises de desempenho e de desenvolvimento de carreira (XII)	100%	100,0%
Treinamento em Políticas de Combate a Corrupção (XIII)	19,16	13,5

6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2024	2023				
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (XIV)	32,14	31,56				
Número total de acidentados no trabalho (XV)	285	315				
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por: (XVI)	() direção (X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa	() direção (X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa		
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por: (XVII)	() não se envolve	() segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve	() seguirá as normas da OIT	(X) incentivará e seguirá a OIT
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa: (XVIII)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A previdência privada contempla: (XIX)	() 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: (XX)	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa: (XXI)	() não se envolve	() apoia	(X) organiza e incentiva	() não se envolve	() apoia	(X) organiza e incentiva
Valor adicionado total a distribuir:	Em 2024	379.422	Em 2023	378.747		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	50% governo 10% acionistas	12% colaboradores 28% terceiros 0% retido	49% governo 25% acionistas	9% colaboradores 9% terceiros 8% retido		

7 - Outras Informações

(i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.
 I. A Petrobras controladora e suas controladas não fazem 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, apenas Petrobras Singapore Private Ltda. possui empregados em tempo parcial que não recebem os mesmos benefícios dos empregados de tempo integral, cujo montante é inferior a R\$ 1.
 II. Em 2024, parte do valor dos projetos e patrocínios é composto por recursos via lei de incentivo, conforme segue: Educação: 22%, Cultura: 99%, Esportivo: 50%, Negócio, Ciência e Tecnologia: 17% e Outros: 30%.
 III. Do valor de 2024, não inclui o valor de R\$ 50 milhões correspondente ao Fundo de Bioeconomia.
 IV. Doação financeira para ações emergenciais em atendimento a pessoas em situação de vulnerabilidade social, ocasionada ou agravada pela emergência climática no estado do Rio Grande do Sul.
 V. As empresas PB-LOG, ANSA, FIDC NP, FII RBL, BSE, Termobahia, TBG, PBEN-P, Termomacacé, Petronect, PSPL, PGT BV, TI BV, PGF BV, PMDI, PVIS, DSI, POSA, PEB, PIB BV, PNBV, PVIE e PECOCO não possuem metas. A empresa ANSA está em processo de hibernação e dessa forma, esse indicador não se aplica nesse caso.
 VI. Os resultados de desempenho em emissões em 2024 ainda serão verificados por terceira parte, sendo assim, podem ocorrer variações, não sendo esperadas alterações significativas. O indicador kg CO₂e/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 portes e complexidades. IGEE-E&P abrange atividades de exploração e produção de óleo e gás sob nosso controle operacional. IGEE-Refino abrange atividades de refino com controle operacional.
 VII. 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 contabilizados.
 VIII. 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.
 IX. Número corresponde a empregadas mulheres, não incluindo empregadas de empresas contratadas que trabalham nas instalações da companhia.
 X. Número corresponde a empregados negros autodeclarados, não incluindo empregados de empresas contratadas que trabalham nas instalações da companhia. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, e Controladas no Brasil.
 XI. Média ponderada entre a razão da remuneração de mulheres e homens em 2024 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. Entretanto, um dos fatores que contribuem para a diferença na remuneração entre homens e mulheres é o regime de trabalho, tendo em vista que os regimes especiais de trabalho pagam adicionais e tem predominância masculina na indústria de óleo e gás.
 XII. Média ponderada entre a razão dos empregados com avaliação de desempenho de cada empresa e o seu respectivo efetivo elegível ao processo (empregados que não atuaram pelo prazo mínimo de três meses não foram avaliados pois não são elegíveis ao processo).

XIII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, Controladas Brasil e a controlada exterior: Petrobras Singapore Private Ltda e Petrobras America Inc.
 XIV. Média ponderada entre a razão da maior e a menor remuneração de cada empresa e o seu respectivo efetivo, não incluindo empregados de empresas contratadas que trabalham nas instalações da companhia.
 XV. Número total de acidentados excluindo os acidentados com lesão relacionada a primeiros socorros. O número apresentado para 2024 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 HH (Homem-Hora) 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”.
 XVI. No caso das empresas PB-LOG, ANSA, Transbel, FIDC NP, FII RBL, BSE, Termobahia, TBG, PBEN-P, Termomacacé, PBIO, PSPL, PAI, PGT BV, TI BV, PGF BV, PMDI, PVIS, DSI, POSA, PIB BV, PNBV, PVIE não tiveram projetos sociais e ambientais em 2024. No caso da empresa FCC os projetos sociais e ambientais foram definidos por todos os empregados.
 XVII. No caso das empresas PB-LOG, BSE, Termobahia, Termomacacé, PSPL, POSA, PIB BV, PNBV, PVIE os padrões são definidos pela Direção. As empresas FIDC NP, FII RBL, PBEN-P, TI BV, PGF BV, PMDI, PVIS, DSI não possuem padrões de segurança e insalubridade.
 XVIII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, Controladas Brasil (Fábrica Carioca de Catalisadores S.A., Termobahia, Termomacacé, Petrobras Biocombustível e Petrobras Transporte S.A. (incentiva e segue OIT), Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. e Araucária Nitrogenados S.A. (seguem as normas OIT), Petrobras Logística de Exploração e Produção, Petrobras Comercializadora de Gás e Energia Participações, Procurement Negócios Eletrônicos (não se envolvem) e Controladas exterior (Transpetro International B.V., Petrobras Netherlands B.V., Petrobras International Braspetro B.V. Colombia e Petrobras Bolívia (seguem as normas da OIT), Petrobras Operaciones S.A., Petrobras America Inc., Petrobras Singapore Privat Limited, Petrobras Global Trading, Petrobras International Braspetro B.V. Colombia e Petrobras Colombia Combustibles S.A. (não se envolvem)). 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.
 XIX. Esta informação contempla a Petrobras Controladora, as Controladas Brasil, com exceção da Petronect Procurement Negocios Eletrônicos, Petrobras Comercializadora de Gás e Energia Participações, Araucária Nitrogenados (não se aplica) e Petrobras Logística de Exploração e Produção (só direção) e Controladas no Exterior, exceto Petrobras Operaciones S.A., Petrobras Singapore Private Limited, Petrobras International Braspetro BV e Petrobras Colômbia Combustibles (não se aplica).
 XX. O Programa de Remuneração Variável da Petrobras (PRV) Controladora é composto pelo Prêmio por Performance (PPP), Prêmio por Desempenho (PRD) e pela Participação nos Lucros e Resultados (PLR). Na PLR e no PRD são considerados elegíveis todos empregados exceto os membros da Diretoria Executiva, os quais são elegíveis exclusivamente ao PPP. As empresas do Sistema Petrobras implementam seus próprios programas de remuneração variável, mantendo alinhamento com os modelos praticados pela Controladora, observando suas especificidades e as características do mercado onde atuam.
 XXI. No caso das empresas: Transbel, FIDC NP, FII RBL, TI BV os padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental não são considerados. No caso da empresa, Termobahia e PBIO os padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental são sugeridos.
 XXII. No caso das empresas PB-LOG, ANSA, Transbel, FIDC NP, FII RBL, TBG, PBEN-P, PBIO, PGT BV, PSPL, TI BV, PGF BV, PMDI, PVIS, DSI, PIB BV, PIBCOL, PNBV e PVIE, não se envolvem quanto a participação de empregados em programas de trabalho voluntário. No caso da empresa BSE, Termobahia, Termomacacé, PAI, POSA, apoia a participação de empregados em programas de trabalho voluntário.



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
 Em 31 de dezembro de 2024

BALANÇO PATRIMONIAL

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

Ativo	Notas	Consolidado		Controladora	
		2024	2023	2024	2023
Caixa e equivalentes de caixa	8	20.254	61.613	3.134	2.562
Títulos e valores mobiliários	8	26.397	13.650	13.941	13.644
Contas a receber, líquidas	14	22.080	29.702	129.592	77.757
Estoques	15	41.550	37.184	36.774	31.612
Imposto de renda e contribuição social	17	2.545	1.055	2.321	731
Impostos e contribuições	17	9.630	4.648	9.328	4.392
Outros ativos	21	9.599	7.603	10.817	10.253
		132.055	155.455	205.907	140.951
Ativos classificados como mantidos para venda	29	3.157	1.624	3.455	2.053
Ativo circulante		135.212	157.079	209.362	143.004
Contas a receber, líquidas	14	7.777	8.942	6.964	8.099
Títulos e valores mobiliários	8	3.605	11.661	3.605	11.661
Depósitos judiciais	19	72.745	71.390	72.282	70.968
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	5.710	4.672	-	-
Impostos e contribuições	17	22.301	21.861	21.742	21.516
Outros ativos	21	15.488	11.209	16.424	12.230
Ativo realizável a longo prazo		127.626	129.735	121.017	124.474
Investimentos	28	4.081	6.574	366.398	268.220
Imobilizado	23	843.917	742.774	858.561	759.569
Intangível	24	13.961	14.726	13.772	14.563
Ativo não circulante		989.585	893.809	1.359.748	1.166.826
Total do ativo		1.124.797	1.050.888	1.569.110	1.309.830
Passivo	Notas	Consolidado		Controladora	
		2024	2023	2024	2023
Fornecedores	16	37.659	23.302	39.741	26.649
Financiamentos	30	15.887	20.923	106.522	46.736
Arrendamentos	31	52.896	34.858	54.953	36.364
Imposto de renda e contribuição social	17	8.671	6.295	4.121	4.445
Impostos e contribuições	17	20.336	20.168	19.895	19.669
Dividendos propostos	32	16.452	17.134	16.334	16.947
Provisão para desmantelamento de áreas	20	10.500	9.837	10.426	9.661
Benefícios a empregados	18	14.337	14.194	13.222	13.274
Outros passivos	21	13.652	14.596	12.045	12.252
		190.390	161.307	277.259	185.997
Passivos associados a ativos mantidos para venda	29	4.418	2.621	4.418	2.621
Passivo circulante		194.808	163.928	281.677	188.618
Financiamentos	30	127.539	118.508	478.198	346.419
Arrendamentos	31	177.145	128.773	182.625	133.240
Imposto de renda e contribuição social	17	3.284	1.446	3.256	1.409
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	9.100	52.820	14.254	59.000
Benefícios a empregados	18	66.082	75.421	64.716	74.009
Provisão para processos judiciais e administrativos	19	17.543	16.000	16.451	14.855
Provisão para desmantelamento de áreas	20	151.753	102.493	151.221	102.167
Outros passivos	21	10.029	9.159	10.706	9.672
Passivo não circulante		562.475	504.620	921.427	740.771
Passivo circulante e não circulante		757.283	668.548	1.203.104	929.389
Capital subscrito e integralizado	32	205.432	205.432	205.432	205.432
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		(2.457)	(538)	(2.241)	(322)
Reservas de lucros	32	95.193	159.171	94.977	158.955
Outros resultados abrangentes		67.838	16.376	67.838	16.376
Atribuído aos acionistas da controladora		366.006	380.441	366.006	380.441
Atribuído aos acionistas não controladores	28	1.508	1.899	-	-
Patrimônio líquido		367.514	382.340	366.006	380.441
Total do passivo		1.124.797	1.050.888	1.569.110	1.309.830

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

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

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2024	2023	2024	2023
Receita de vendas	9	490.829	511.994	473.547	494.372
Custo dos produtos e serviços vendidos	10	(244.367)	(242.061)	(237.497)	(241.098)
Lucro bruto		246.462	269.933	236.050	253.274
Despesas					
Vendas	10	(26.134)	(25.163)	(27.980)	(25.114)
Gerais e administrativas	10	(9.931)	(7.952)	(8.509)	(6.688)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(4.997)	(4.892)	(4.901)	(4.887)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(4.281)	(3.619)	(4.281)	(3.619)
Tributárias		(6.708)	(4.444)	(5.215)	(3.391)
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	(9.371)	(13.111)	(9.567)	(12.950)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	11	(44.372)	(19.930)	(43.050)	(18.791)
		(105.794)	(79.111)	(103.503)	(75.440)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		140.668	190.822	132.547	177.834
Resultado financeiro líquido	12	(82.471)	(11.861)	(101.999)	(24.679)
Receitas financeiras		10.488	10.821	12.326	10.790
Despesas financeiras		(32.093)	(19.542)	(51.867)	(33.884)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(60.866)	(3.140)	(62.458)	(1.585)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	(3.467)	(1.480)	19.110	19.814
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		54.730	177.481	49.658	172.969
Imposto de renda e contribuição social	17	(17.721)	(52.315)	(13.052)	(48.363)
Lucro líquido do exercício		37.009	125.166	36.606	124.606
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		36.606	124.606	36.606	124.606
Acionistas não controladores		403	560	-	-
Lucro líquido do exercício		37.009	125.166	36.606	124.606
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em R\$)	32	2,84	9,57	2,84	9,57

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)

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2024	2023	2024	2023
Lucro líquido do exercício		37.009	125.166	36.606	124.606
Itens que não serão reclassificados para o resultado:					
Ganhos (perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	18	19.111	(17.552)	18.653	(17.260)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(2.286)	1.341	(2.280)	1.341
		16.825	(16.211)	16.373	(15.919)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas		-	-	438	(278)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado:					
Resultados não realizados com <i>hedge</i> de fluxo de caixa - exportações					
Reconhecidos no patrimônio líquido		(85.507)	22.410	(85.507)	22.410
Transferidos para o resultado		16.246	18.846	16.191	18.371
Imposto de renda e contribuição social diferidos		23.549	(14.027)	23.567	(13.866)
	33	(45.712)	27.229	(45.749)	26.915
Ajustes de conversão em investidas ⁽¹⁾					
Reconhecidos no patrimônio líquido		81.818	(21.461)	81.813	(21.460)
		81.818	(21.461)	81.813	(21.460)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas					
Reconhecidos no patrimônio líquido	28	(1.450)	1.306	(1.413)	1.620
		(1.450)	1.306	(1.413)	1.620
Outros resultados abrangentes		51.481	(9.137)	51.462	(9.122)
Resultado abrangente total		88.490	116.029	88.068	115.484
Resultado abrangente atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		88.068	115.484	88.068	115.484
Acionistas não controladores		422	545	-	-
Resultado abrangente total		88.490	116.029	88.068	115.484

(1) No Consolidado, inclui efeito credor de R\$ 3.125 (efeito devedor de R\$ 1.154, em 31 de dezembro de 2023), 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)

	Notas	2024	Consolidado 2023	2024	Controladora 2023
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido do exercício		37.009	125.166	36.606	124.606
Ajustes para:					
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	18	15.788	7.695	15.350	7.494
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	3.467	1.480	(19.110)	(19.814)
Depreciação, depleção e amortização	35	67.033	66.204	69.532	69.609
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	9.371	13.111	9.567	12.950
Ajuste a valor realizável líquido	15	(214)	(40)	-	-
Perdas, líquidas, de crédito esperadas		1.536	205	1.507	202
Baixa de poços	26	2.654	2.087	2.653	2.087
Resultado com alienações e baixa de ativos	11	(1.171)	(6.511)	(795)	(5.776)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		84.138	12.707	99.933	21.176
Imposto de renda e contribuição social	17	17.721	52.315	13.052	48.363
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas		21.107	10.132	21.062	10.106
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	11	(1.482)	(1.399)	(1.482)	(1.399)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	11	(1.938)	(2.086)	(1.954)	(2.174)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	11	5.395	3.982	5.118	3.467
Redução (aumento) de ativos					
Contas a receber		9.207	672	1.118	(73.648)
Estoques		(1.560)	7.926	(5.277)	7.245
Depósitos judiciais		1.295	(8.663)	1.560	(8.623)
Outros ativos		(1.020)	1.619	612	1.713
Aumento (redução) de passivos					
Fornecedores		5.517	(4.741)	4.545	(7.182)
Impostos e contribuições		(15.803)	(2.363)	(16.552)	(799)
Planos de pensão e de saúde		(5.408)	(4.617)	(5.380)	(4.596)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(2.554)	(2.927)	(2.389)	(2.559)
Outros benefícios a empregados		(480)	1.726	(663)	1.468
Provisão para desmantelamento de áreas		(5.275)	(4.491)	(5.181)	(4.457)
Outros passivos		(3.896)	(2.781)	(2.758)	(2.854)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(36.400)	(50.712)	(35.128)	(49.494)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		204.037	215.696	185.546	127.111
Fluxo de caixa das atividades de investimentos					
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(79.856)	(60.315)	(78.547)	(60.002)
Reduções (adições) em investimentos		(127)	(120)	83	463
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos		4.381	18.232	4.374	18.215
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação		1.951	2.032	1.951	2.032
Resgates (investimentos) em títulos e valores mobiliários ⁽¹⁾		501	237	(37.470)	11.175
Dividendos recebidos ⁽²⁾		787	439	2.037	2.007
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos		(72.363)	(39.495)	(107.572)	(26.110)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Participação de acionistas não controladores		(509)	(14)	-	-
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:					
Captações	30	12.027	10.716	230.827	124.844
Amortizações de principal - financiamentos	30	(35.933)	(21.080)	(136.354)	(71.686)
Amortizações de juros - financiamentos ⁽²⁾	30	(10.276)	(9.900)	(25.473)	(21.118)
Amortizações de arrendamentos	31	(42.672)	(31.335)	(44.178)	(32.537)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	32	(100.305)	(97.925)	(100.305)	(97.925)
Recompra de ações	32	(1.919)	(3.644)	(1.919)	(3.644)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(387)	(253)	-	-
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos		(179.974)	(153.435)	(77.402)	(102.066)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		6.941	(2.876)	-	-
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		(41.359)	19.890	572	(1.065)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		61.613	41.723	2.562	3.627
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		20.254	61.613	3.134	2.562

⁽¹⁾ Na Controladora, inclui valores referentes às movimentações da aplicação em recebíveis do FIDC-NP.

⁽²⁾ 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						Reservas de lucros	Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
	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					
	205.432	3.318	101.306	(27.245)	(46.258)	(2.305)	128.346	-	362.594	1.791	364.385
Saldo em 1º de janeiro de 2023	205.432	3.318				25.498	128.346	-	362.594	1.791	364.385
Ações em tesouraria	-	(3.644)	-	-	-	-	-	-	(3.644)	-	(3.644)
Transações de capital	-	4	-	-	-	-	-	-	4	(16)	(12)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	124.606	124.606	560	125.166
Outros resultados abrangentes	-	-	(21.460)	(16.197)	27.229	1.306	-	-	(9.122)	(15)	(9.137)
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2023	-	-	-	-	-	-	(35.815)	-	(35.815)	-	(35.815)
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	33	33	-	33
Destinações:											
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	-	52.220	(52.220)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	14.204	(72.419)	(58.215)	(421)	(58.636)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	205.432	(322)	79.846	(43.442)	(19.029)	(999)	158.955	-	380.441	1.899	382.340
	205.432	(322)				16.376	158.955	-	380.441	1.899	382.340
Saldo em 1º de janeiro de 2024	205.432	(322)	79.846	(43.442)	(19.029)	(999)	158.955	-	380.441	1.899	382.340
Ações em tesouraria	-	(1.919)	-	-	-	-	-	-	(1.919)	-	(1.919)
Transações de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(511)	(511)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	36.606	36.606	403	37.009
Outros resultados abrangentes	-	-	81.813	16.811	(45.712)	(1.450)	-	-	51.462	19	51.481
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2024	-	-	-	-	-	-	(36.139)	-	(36.139)	-	(36.139)
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	316	316	-	316
Destinações:											
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	-	790	(790)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(28.629)	(36.132)	(64.761)	(302)	(65.063)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	205.432	(2.241)	161.659	(26.631)	(64.741)	(2.449)	94.977	-	366.006	1.508	367.514
	205.432	(2.241)				67.838	94.977	-	366.006	1.508	367.514

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

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

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023 - Reapresentado	2024	2023 - Reapresentado
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	644.511	633.932	623.573	612.956
Perdas, líquidas, de crédito esperadas	(1.536)	(205)	(1.507)	(202)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	77.616	52.798	76.999	52.108
	720.591	686.525	699.065	664.862
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda	(99.730)	(96.049)	(88.886)	(83.773)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(135.397)	(108.019)	(138.744)	(115.888)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(39.761)	(36.760)	(41.590)	(38.792)
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(9.371)	(13.111)	(9.567)	(12.950)
	(284.259)	(253.939)	(278.787)	(251.403)
Valor adicionado bruto	436.332	432.586	420.278	413.459
Depreciação, depleção e amortização	(67.033)	(66.204)	(69.532)	(69.609)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	369.299	366.382	350.746	343.850
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(3.467)	(1.480)	19.110	19.814
Receitas financeiras	10.488	10.821	12.326	10.790
Aluguéis, royalties e outros	3.102	3.024	5.596	5.550
	10.123	12.365	37.032	36.154
Valor adicionado total a distribuir	379.422	378.747	387.778	380.004
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal e administradores				
Remuneração direta				
Salários	19.676	17.382	17.485	15.501
Programas de remuneração variável	4.954	5.043	4.313	4.572
	24.630	22.425	21.798	20.073
Benefícios				
Vantagens	1.111	2.045	872	1.714
Plano de aposentadoria e pensão	4.331	4.609	4.199	4.485
Plano de saúde	13.205	4.594	12.696	4.342
	18.647	11.248	17.767	10.541
FGTS	1.369	1.222	1.255	1.123
	44.646	34.895	40.820	31.737
Tributos				
Federais ^{(1) (2)}	121.988	132.688	118.516	128.503
Estaduais	63.097	47.649	62.430	47.008
Municipais	715	698	255	187
No exterior ⁽¹⁾	4.459	2.665	-	-
	190.259	183.700	181.201	175.698
Instituições financeiras e fornecedores				
Juros, variações cambiais e monetárias	101.428	29.106	122.791	41.893
Despesas de aluguéis e arrendamentos	6.080	5.880	6.360	6.070
	107.508	34.986	129.151	47.963
Acionistas				
Dividendos	14.091	52.918	14.091	52.918
Juros sobre capital próprio	22.041	19.501	22.041	19.501
Resultado dos acionistas não controladores	403	560	-	-
Lucros retidos	474	52.187	474	52.187
	37.009	125.166	36.606	124.606
Valor adicionado total distribuído	379.422	378.747	387.778	380.004

(1) Inclui participações governamentais.

(2) Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, inclui valores referentes a imposto de renda e contribuição social diferidos conforme nota explicativa 17.1.

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

A Petrobras apresentou resultados operacionais positivos em 2024, gerando valor para a sociedade e para seus acionistas. O endividamento ficou dentro do nível de dívida bruta estabelecido no Plano Estratégico 2024–2028 (PE 24–28), alcançando US\$ 60 bilhões.

A produção total de óleo e gás em 2024 foi de 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), dentro da meta estabelecida no PE 24–28. Os principais fatores que resultaram nesse desempenho operacional foram: i) entrada em operação de duas novas plataformas no pré-sal – FPSO Maria Quitéria no campo de Jubarte e o FPSO Marechal Duque de Caxias no campo de Mero; ii) alcance da capacidade máxima de produção de óleo da plataforma FPSO Sepetiba, no campo de Mero; e (iii) início da operação comercial da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), localizada no Complexo de Energias Boaventura em Itaboraí, Rio de Janeiro. Tais fatores compensaram a redução da produção por conta de paradas para manutenção, declínio natural de produção.

Em 2024, de acordo com o critério SEC (Securities and Exchange Commission), a companhia manteve a trajetória de adição significativa de reservas, com foco em ativos rentáveis e alinhamento com a busca por uma transição energética justa. A incorporação ocorreu, principalmente, em função da continuidade do desenvolvimento dos Campos de Atapu e Sêpia e do desempenho dos ativos, com destaque para os campos de Búzios, Itapu, Tupi e Sêpia, na Bacia de Santos. Não houve alterações relevantes nas reservas decorrentes de variação do preço do petróleo (mais detalhes em Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – não auditado).

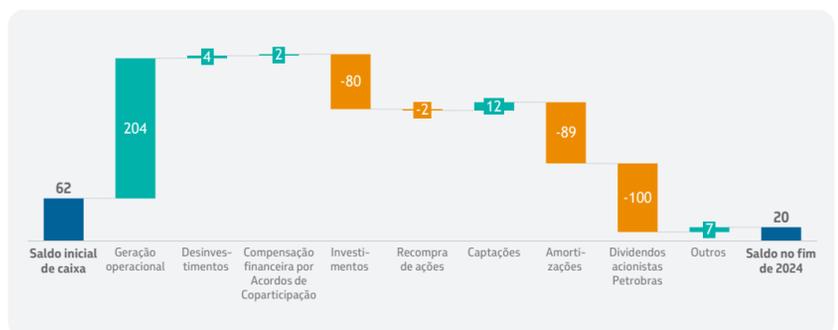
RESERVAS PROVADAS (NÃO AUDITADO) – CRITÉRIO SEC (Bilhões de boe)



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 2024, as reservas provadas segundo este critério atingiram 11,7 bilhões de barris de óleo equivalente. As principais diferenças entre os dois critérios estão detalhadas na nota explicativa 4.1.

A geração operacional de caixa da companhia, além das captações e das demais fontes de recursos, foi utilizada para realização de investimentos (nota explicativa 23), cumprimento do serviço da dívida, que inclui o pré-pagamento de títulos no mercado de capitais internacional e as amortizações de arrendamentos (notas explicativas 30 e 31), e para pagamento de dividendos (nota explicativa 32).

FLUXO DE CAIXA (R\$ bilhões)



A proposta de destinação do resultado a ser submetida à deliberação da AGO de 2025, que considera a distribuição de dividendos do exercício de 2024, está aderente à política de remuneração aos acionistas (nota explicativa 32).

DESTINAÇÃO DO RESULTADO E DIVIDENDOS PROPOSTOS DO EXERCÍCIO DE 2024 (R\$ milhões)



O endividamento bruto em reais foi impactado, principalmente, pela desvalorização de 27,9% do real frente ao dólar em 2024 (nota explicativa 7).

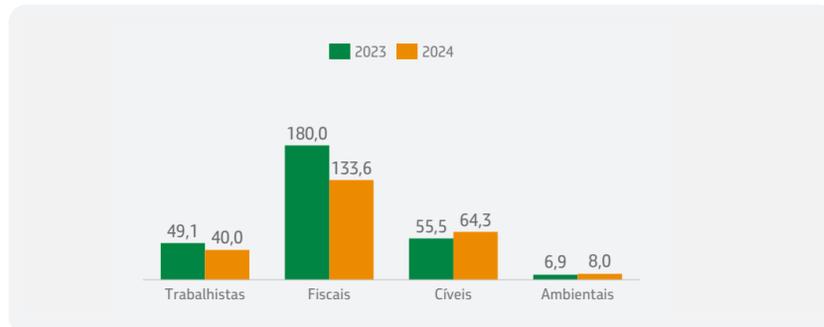
ENDIVIDAMENTO BRUTO (em bilhões)



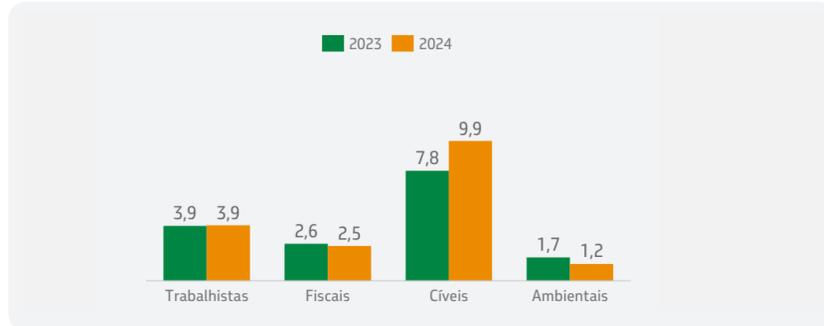
O resultado financeiro em 2024 foi influenciado, principalmente, pela perda com variação cambial do real frente ao dólar e pelas despesas financeiras atreladas à adesão à transação tributária, retratando os encargos e as atualizações financeiras (notas explicativas 12 e 33).

No contencioso, o destaque do exercício foi a redução das contingências fiscais não provisionadas, em função de adesão à transação tributária envolvendo CIDE e PIS/COFINS sobre Importação (notas explicativas 19 e 23).

CONTINGÊNCIAS NÃO PROVISIONADAS (POSSÍVEL) R\$ bilhões

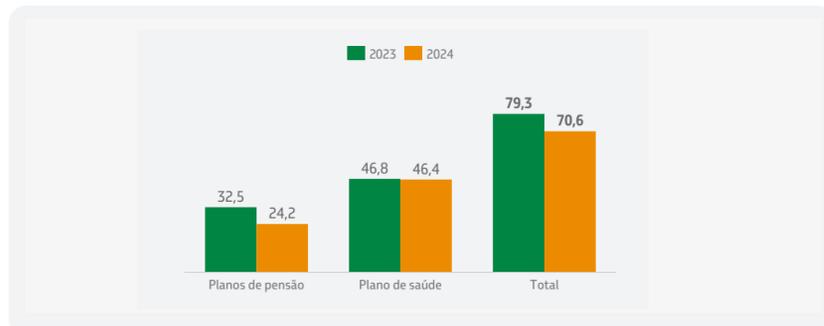


CONTINGÊNCIAS PROVISIONADAS (PROVÁVEL) R\$ bilhões



A revisão anual do passivo atuarial com planos de benefícios pós-emprego refletiu em diminuição do passivo, reconhecida em contrapartida no patrimônio líquido, decorrente do aumento da taxa de desconto aplicada sobre as obrigações atuariais, compensado, em parte, pelo retorno, em função da marcação a mercado, dos ativos garantidores e pela variação dos custos médicos hospitalares, além do reconhecimento no resultado do custo do serviço passado, devido à mudança na relação de custeio do plano de saúde (nota explicativa 18).

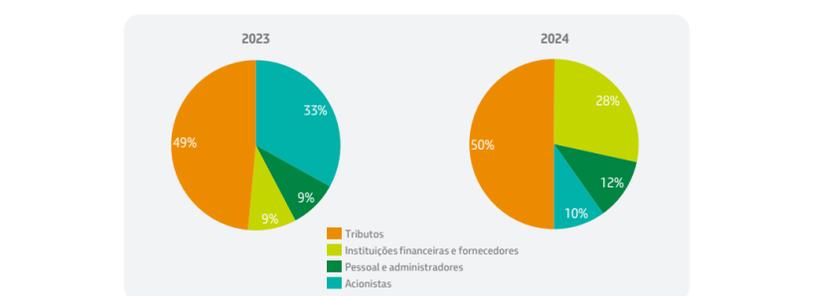
PASSIVO COM PLANOS DE PENSÃO E SAÚDE R\$ bilhões



A revisão das premissas econômicas, financeiras e operacionais do PN 25–29, que inclui o portfólio de projetos e estimativas de reservas, embasaram a revisão da provisão para desmantelamento de áreas do exercício de 2024 (nota explicativa 20), além da desvalorização do real frente ao dólar. Tais premissas também impactam os testes de recuperabilidade (nota explicativa 25). A revisão da provisão para desmantelamento de áreas gerou um aumento do passivo em contrapartida do ativo imobilizado (nota explicativa 23), para os campos de petróleo em operação, e de outras despesas operacionais, referentes principalmente, a campos em processo de devolução (nota explicativa 11).

As riquezas geradas pela companhia em 2024, no valor de R\$ 380 bilhões (R\$ 378 bilhões em 2023), foram distribuídas da seguinte forma:

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO (DVA) Em %



Adicionalmente, as demonstrações financeiras da Petrobras em dólar norte-americano, convertidas com base no Pronunciamento Técnico CPC 02 – Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis (IAS 21), também são divulgadas e arquivadas. A tabela abaixo apresenta as principais informações em milhões de dólares:

	Consolidado	
	2024	2023
Receita de vendas	91.416	102.409
Lucro bruto	45.972	53.974
Lucro líquido antes do resultado financeiro, participações e impostos	26.876	38.033
Lucro líquido do exercício - Acionistas da Petrobras	7.528	24.884
Caixa e equivalentes de caixa	3.271	12.727
Imobilizado	136.285	153.424
Financiamentos e Arrendamentos - Circulante e Não Circulante	60.311	62.600
Patrimônio líquido	59.349	78.975
Fluxo de caixa operacional	37.984	43.212
Fluxo de caixa de investimentos	(13.369)	(7.955)
Fluxo de caixa de financiamentos	(33.088)	(30.700)

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 indicada.

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 com maior nível de complexidade estão divulgados na nota explicativa 4.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 26 de fevereiro de 2025, 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.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas e são apresentadas como informações suplementar para fins de IFRS.

A DVA foi preparada de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 09 (R1) – Demonstração do Valor Adicionado, revisado em fevereiro de 2024 e aprovado pela Resolução CVM 199/24.

A revisão gerou uma reapresentação da DVA entre componentes da riqueza criada (receita, insumos adquiridos de terceiros e depreciação, depleção e amortização) sem afetar o valor adicionado líquido produzido pela companhia, conforme a seguir:

	Divulgado 31.12.2023	Efeito CPC 09 (R1)	Consolidado Reapresentado 31.12.2023	Divulgado 31.12.2023	Efeito CPC 09 (R1)	Controladora Reapresentado 31.12.2023
Receitas	694.684	(8.159)	686.525	673.061	(8.199)	664.862
Insumos adquiridos de terceiros	(252.282)	(1.657)	(253.939)	(249.786)	(1.617)	(251.403)
Valor adicionado bruto	442.402	(9.816)	432.586	423.275	(9.816)	413.459
Depreciação, depleção e amortização	(76.020)	9.816	(66.204)	(79.425)	9.816	(69.609)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	366.382	-	366.382	343.850	-	343.850

As principais alterações introduzidas pelo CPC 09 (R1) que impactaram a DVA da companhia foram:

Ajustes ao valor realizável líquido de estoques – deixam de ser apresentados como insumos adquiridos de terceiros e passam a ser divulgados como outras receitas;

Depreciação, depleção e amortização – a parcela capitalizada em ativos da companhia deixa de ser apresentada como receitas relativas à construção de ativos para uso e a parcela utilizada no passivo para desmantelamento de áreas de depleção de ser apresentada como insumos adquiridos de terceiros. Assim, a depreciação, depleção e amortização passa a representar os valores reconhecidos no resultado do período e normalmente utilizados para conciliação entre o fluxo de caixa das atividades operacionais e o resultado líquido.

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 (denominado "US\$" ou "dólar").

As demonstrações do resultado e dos fluxos 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. Práticas contábeis materiais

As práticas contábeis são apresentadas nas respectivas notas explicativas para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras.

4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações. A seguir são apresentados: (i) julgamentos relevantes; e (ii) as principais fontes de incerteza com risco significativo de causar ajustes materiais em estimativas contábeis da companhia ao longo do próximo exercício social.

4.1. Reconhecimento de gastos exploratórios e estimativas de reservas

Após a obtenção dos direitos legais para explorar em uma área específica, a companhia utiliza o método dos esforços bem-sucedidos para reconhecer gastos incorridos em conexão com a exploração e avaliação de recursos minerais, antes da viabilidade técnica e comercial da extração desses recursos ser demonstrada. Este método requer uma relação direta entre os gastos incorridos e os recursos minerais, para que estes sejam caracterizados como ativos. A nota explicativa 26 apresenta os tipos de gastos exploratórios e seus respectivos reconhecimentos.

A determinação do momento em que a viabilidade técnica e comercial da extração de um recurso mineral é demonstrada requer julgamentos da administração. Uma comissão interna de executivos técnicos da companhia avalia periodicamente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais.

A companhia considera que a viabilidade técnica e comercial de um recurso mineral pode ser demonstrada quando o projeto possui todas as informações necessárias para caracterizar o reservatório como reserva provada. Gastos associados a recursos minerais não comerciais são reconhecidos como despesa no período quando identificados.

De acordo com a definição estabelecida pela Securities and Exchange Commission (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.

A companhia também apura as reservas de acordo com o critério da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/Society of Petroleum Engineers (ANP/SPE). As principais diferenças entre esse critério e o critério SEC 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.

4.2. Ajuste ao valor recuperável de ativos (Impairment)

4.2.1. Principais fontes de incerteza de estimativas

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente: (a) ao preço médio do *Brent* e à taxa média de câmbio (real/dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia; (b) às taxas de desconto; e (c) às estimativas de reservas provadas e prováveis (conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE). 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. O valor em uso é o valor presente de fluxos de caixa futuros esperados que devem advir de um ativo ou de unidade geradora de caixa.

A análise de sensibilidade para os ativos ou unidades geradoras de caixa (UGCs) com maiores potenciais de reconhecimento de perda ou reversão de *impairment* no próximo exercício é apresentada na nota explicativa 25.

Preço médio do *Brent* e taxa média de câmbio

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 de preços e câmbio 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.

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 Index).

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 frente ao real, que também influencia significativamente os investimentos e despesas operacionais.

A nota explicativa 25 apresenta as estimativas de preços e câmbio adotadas pela companhia.

Taxas de desconto

As taxas de desconto usadas nos testes de *impairment* refletem os riscos específicos associados aos fluxos de caixa estimados do ativo ou UGC. Por exemplo, mudanças no ambiente econômico e político podem resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*, bem como decisões sobre investimentos que resultem no adiamento ou interrupção de projetos considerando os riscos específicos relacionados a não conclusão ou início postergado das operações.

A nota explicativa 25 apresenta as principais taxas de desconto aplicadas nos testes de *impairment*.

Revisões nas estimativas de reservas provadas e prováveis

A estimativa de reservas conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE, descrita na nota explicativa 4.1, 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.

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.

4.2.2. Definição das unidades geradoras de caixa (UGC) para testes de *impairment*

Uma UGC representa um menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou grupos de ativos. Essa 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 Exploração e Produção (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 31 de dezembro de 2024, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 30 campos e 15 polos.

ii. Equipamentos não associados a campos de produção de petróleo e gás: representam ativos que deixaram de operar, tais como plataformas, sondas de perfuração e outros ativos não associados a nenhuma UGC e que são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

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

i. Ativos de refino e logística: este conjunto de ativos inclui as refinarias, terminais e dutos, além dos ativos logísticos operados pela Transpetro. A operação combinada e centralizada desses ativos visa atender ao mercado com menor custo global, preservando, sobretudo, o 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 de 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.

ii. Complexo de Energias Boaventura - Utilidades: composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atendem a UPGN do projeto integrado Rota 3.

iii. Complexo de Energias Boaventura - Refino: conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.

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

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

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

vii. Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: as fábricas de fertilizantes nitrogenados, hibernadas ou em operação, representam, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas;

viii. Demais UGCs: 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 Energias de Baixo Carbono (G&EBC):

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

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

iii. Conjunto das Térmicas: 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.

iv. 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

vi. Quixadá: ativos da usina de biodiesel no município de Quixadá no Ceará.

vii. Demais UGCs: 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.

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

4.3. Fontes de incerteza em depreciação, amortização e exaustão

Conforme apresentado na nota explicativa 23, a taxa de depreciação para os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás depletados pelo método das unidades produzidas é calculada com base na produção mensal em relação às respectivas reservas provadas desenvolvidas, exceto para bônus de assinatura, onde se utilizam as reservas provadas totais.

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.

As estimativas de volumes de reservas provadas utilizadas 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 no resultado e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural. Informações sobre as incertezas relacionadas às estimativas de volumes de reservas estão apresentadas na nota explicativa 4.1.

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.

4.4. Fontes de incerteza em benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

O passivo atuarial líquido representa as obrigações da companhia, líquidas do valor justo dos ativos do plano (quando aplicável), a valor presente, conforme nota explicativa – 18.3.2 – Movimentação do valor presente da obrigação (VPO).

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 financeiras e demográficas. Dentre as principais estão:

a) 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



b) 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.

Em conjunto com outras premissas atuariais, a taxa de desconto e taxa de variação de custos médicos e hospitalares são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas.

As incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido e análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares estão divulgadas nas notas explicativas 18.3.6 e 18.3.7, respectivamente.

4.5. Fontes de incerteza em provisões para 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.

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 19.

4.6. Fontes de incerteza em 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. A previsão 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 afetam o cálculo da provisão. A nota explicativa 4.1 contém informações adicionais sobre revisões nas estimativas de reservas da companhia.

Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia. Variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido em função dos longos períodos até a data de remoção dos ativos e de restauração ambiental do local de operação da maioria dos projetos da companhia.

Os cálculos para a determinação do montante a ser provisionado são complexos, uma vez que: i) a maior parte das 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. Adicionalmente, os custos de remoção são, em grande parte, denominados em moeda estrangeira, podendo ocasionar variações significativas na revisão das estimativas em função do câmbio.

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

Em caso de venda total ou parcial de participação em contratos de Exploração e Produção, a companhia permanece solidariamente responsável pelos custos de desmantelamento de áreas após o encerramento da produção, caso o adquirente deixe de cumprir esta obrigação, conforme determinação da ANP.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e outras informações sobre as obrigações de desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 20.

4.7. Fontes de incerteza em 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 as condições e características específicas do arrendamento, como o risco do ambiente econômico do país, o impacto das garantias, a moeda e a duration do respectivo fluxo de pagamento.

Os valores presentes dos passivos de arrendamentos são determinados com base nas taxas incrementais estimadas na data de início de cada arrendamento. Portanto, mesmo nos casos em que contratos de arrendamento possuam características semelhantes, seus fluxos de caixas podem ser descontados por taxas incrementais significativamente diferentes em função das condições da taxa de captação corporativa da companhia na data de início de cada arrendamento.

A nota explicativa 31 apresenta as principais informações por família de contratos de arrendamento.

4.8. Fontes de incerteza na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano de Negócios 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.

Conforme descrito na nota 33.4.1, 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. No entanto, 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.

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 33.4.1.

4.9. Fontes de incerteza em imposto de renda e contribuição social correntes

As regras e regulamentos de tributos sobre lucro podem ser interpretados de forma diferente pelas autoridades fiscais, podendo ocorrer situações em que tais interpretações 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, quando aplicável, 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 corrente ou diferido. Caso não seja provável, a incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro nas demonstrações financeiras.

Na medida que a companhia conclua que não é provável que as autoridades fiscais aceitem um tratamento fiscal incerto, os valores registrados nas demonstrações financeiras devem refletir essa incerteza na mensuração dos tributos sobre o lucro corrente ou diferido.

O efeito da incerteza para cada tratamento fiscal incerto é estimado utilizando o método que forneça a melhor previsão da resolução da incerteza. O método do valor mais provável fornece como estimativa o único valor mais provável em um conjunto de resultados possíveis, enquanto o método do valor esperado representa a soma de valores de probabilidade ponderada na faixa de resultados possíveis.

Informações adicionais sobre tratamento fiscal incerto de tributos sobre o lucro são divulgadas na nota explicativa 17.1.

4.10. Fontes de incerteza nas perdas de crédito esperada de ativos financeiros

Perdas de crédito correspondem à diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à entidade e todos os fluxos de caixa que a entidade espera receber, descontados à taxa de juros efetiva original. A perda de crédito esperada (PCE) de um ativo financeiro corresponde à média ponderada de perdas de crédito com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações.

A provisão de perdas de crédito esperadas 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, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

As notas explicativas 14.2 e 14.3 apresentam detalhes sobre os valores de PCE reconhecidos pela companhia.

4.11. Fontes de incerteza sobre recebíveis oriundos da compensação do Excedente da Cessão Onerosa, parcerias e desinvestimentos

Como resultado da 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa no regime de Partilha de Produção, a companhia celebrou, em 2022, aditivos e novos acordos junto aos parceiros nos campos de Atapu e Sépia. Esses acordos preveem, além das compensações já recebidas mediante suas assinaturas, possíveis valores adicionais a receber que podem ser devidos à companhia, conforme condições descritas na nota explicativa 29.3.

Adicionalmente, ao longo dos últimos anos a companhia alienou ativos considerados não estratégicos e estabeleceu parcerias em ativos de E&P visando, dentre outros objetivos, compartilhamento de riscos e o desenvolvimento de novas tecnologias. Tais transações foram realizadas através de parcerias (nota explicativa 27) e desinvestimentos, com procedimentos alinhados à legislação vigente e órgãos reguladores. Em algumas dessas transações, também estão previstos recebimentos condicionados a cláusulas contratuais (nota explicativa 29.3).

5. Mudanças Climáticas

Mudanças climáticas podem resultar em efeitos negativos e positivos para a companhia. Potenciais efeitos negativos das mudanças climáticas para a companhia são denominados riscos relacionados ao clima (riscos climáticos). Inversamente, potenciais efeitos positivos das mudanças climáticas para a companhia são denominados oportunidades relacionadas ao clima.

Riscos climáticos são categorizados como: (i) riscos de transição relacionados ao clima (riscos de transição); e (ii) riscos físicos relacionados ao clima (riscos físicos).

5.1. Efeitos dos riscos climáticos nas estimativas contábeis

Estimativas contábeis são valores monetários nas demonstrações financeiras que estão sujeitos a incertezas de mensuração.

As seguintes informações utilizadas em estimativas contábeis relevantes da companhia são, em grande parte, determinadas com base nas premissas e projeções do Plano de Negócios (PN) da Petrobras:

- Valor em uso considerado nos testes de recuperabilidade de ativos (nota explicativa 4.2.1);
- Prazos e custos utilizados na mensuração da provisão para desmantelamento de áreas (nota explicativa 4.6);
- Exportações futuras altamente prováveis utilizadas na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação (nota explicativa 4.8); e
- Vidas úteis dos ativos imobilizados e intangíveis utilizadas na mensuração das despesas com depreciação, amortização e depleção (notas explicativas 23 e 24).

Conforme especificado no tópico a seguir, a companhia considerou os impactos relacionados aos riscos climáticos no seu Planejamento de Negócios aprovado pelo Conselho de Administração, atualizado a cada ano, o que inclui as ações para o atingimento dos seus compromissos climáticos e de sua ambição de neutralizar as suas emissões líquidas operacionais de Gases de Efeito Estufa GEE (escopos 1¹ e 2²) até 2050.

A ambição e 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.

a) Risco de transição para economia de baixo carbono

Os riscos de transição decorrem dos esforços para a transição para uma economia de baixo carbono. Nessa categoria, a companhia identificou os seguintes riscos que, razoavelmente, podem ser esperados de afetar os seus fluxos de caixa, o seu acesso a financiamento ou o seu custo de capital:

Risco	Descrição	Horizonte de tempo ⁽²⁾
Mercado	Aumento da demanda por energia e produtos de baixo carbono e da preferência por produtos fósseis com menor intensidade de GEE nos processos produtivos, levando à redução da demanda por petróleo e consequente queda de preços dos produtos fósseis. No Brasil a demanda de nossos produtos pode ser afetada, por exemplo, pelo aumento da demanda por combustíveis alternativos, também estimulados por Políticas Públicas integradas na Lei do Combustível do Futuro ⁽¹⁾ , entre outras.	Médio e longo prazo
Tecnológico	Perda de competitividade pela não implementação ou implementação de tecnologias pouco eficazes ou pouco efetivas para redução de emissões de nossas operações e produtos.	Médio e longo prazo
Regulatório	Estabelecimento de exigências regulatórias mais rigorosas quanto ao controle de emissões de GEE e demais requisitos relacionados às mudanças climáticas, podendo causar restrições operacionais e penalidades financeiras às nossas atividades. No Brasil, um exemplo é a regulação para a adoção de um instrumento de precificação de carbono, considerando o estabelecido na Lei 15.042/2024, a qual institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), acarretando em custos adicionais para as nossas operações.	Médio e longo prazo
Legal e Reputacional	Litígios e/ou perda de reputação por não atendimento de compromissos climáticos.	Médio prazo

(1) Legislação que alinha uma série de iniciativas para estimular e orientar a produção de biocombustíveis e reduzir a emissão de gases de efeito estufa – GEE, compreendendo o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. Ademais, altera os limites máximo e mínimo do teor de mistura de etanol anidro a gasolina e o teor de mistura de biodiesel ao óleo diesel e dispõe sobre regulamentação e fiscalização das atividades de captura e de estocagem geológica de dióxido de carbono e sobre a regulamentação da produção e comercialização dos combustíveis sintéticos. Também promove a integração de iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), do Programa Mobilidade Verde e Inovação (Programa Mover), do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (Proconve).

(2) Critério adotado para o horizonte de tempo: curto prazo (1 ano), médio prazo (entre 1 e 5 anos) e longo prazo (após 5 anos).

Os riscos listados acima foram considerados na elaboração do Plano de Negócios 2025–2029 (PN 25–29) da companhia. Tal consideração se baseou nas seguintes premissas de ambiente externo que refletem a dinâmica do setor de energia:

- Crescimento econômico moderado em relação ao passado recente;
- Mudanças em hábitos de consumo e comportamentos;
- Políticas públicas que focarão em mobilidade, qualidade do ar e adaptação da infraestrutura urbana às mudanças climáticas;
- Coordenação internacional nos esforços para a redução das emissões de GEEs;
- Regulações em prol da transição energética e descarbonização, o que induzirá a redução do consumo de combustíveis fósseis; e
- Difusão de tecnologias de uso final que reduzam a necessidade de consumo de combustíveis fósseis.

Como resultado dessa visão, a demanda e os preços, domésticos e internacionais, dos principais produtos que a companhia considera no PN 25–29 são afetados negativamente.

Em 2024, a companhia adotou três cenários distintos que são utilizados para diferentes finalidades nas suas atividades de planejamento. Esses cenários são chamados de Adaptação, Negociação e Compromisso e, em todos eles, observa-se desaceleração e posterior retração das fontes fósseis. Especificamente o cenário Negociação, utilizado como referência para quantificação do Plano de Negócios da companhia, considera que as fontes fósseis, que atualmente representam aproximadamente 80% das fontes primárias de energia da matriz mundial, passarão a representar algo próximo a 48% em 2050. Já a participação do petróleo, cairá dos atuais 30%, para algo mais próximo de 20% das fontes primárias de energia no mundo.

O preço do Brent considerado no cenário de referência do Plano de Negócios reduz de US\$ 80/Barril em 2024 para US\$ 65/Barril em 2050. Informações adicionais sobre o comportamento do preço do Brent, considerado no cenário de referência do Plano de Negócios da companhia, podem ser encontradas na nota explicativa 25. Na tabela a seguir são comparados os preços de petróleo utilizados no cenário de referência do Planejamento Estratégico para os anos de 2030 e 2050 com aqueles previstos nos cenários Announced Pledges Scenario (APS) e Net Zero Emission (NZE) da Agência Internacional de Energia (AIE), ainda que não sejam utilizados corporativamente pela companhia:

Preço do Brent US\$/Barril	2030	2050
PN	65	65
APS	72	58
NZE	42	25

De acordo com a AIE, o cenário APS considera todos os compromissos climáticos feitos por governos em todo o mundo, incluindo Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), bem como metas net zero de longo prazo, e pressupõe que serão cumpridas na íntegra e no prazo, mantendo, com probabilidade de 50%, o aumento de temperatura em 2100 em torno de 1,7 °C. Já o cenário NZE, de acordo com a AIE, mostra um caminho para que o setor energético global atinja emissões líquidas zero de CO₂ até 2050, sendo consistente com a limitação do aumento da temperatura a 1,5 °C (com pelo menos 50% de probabilidade).

Adicionalmente, o PN inclui ações da companhia para o atingimento dos compromissos de sustentabilidade em carbono, tais como projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de baixo carbono e projetos de descarbonização das operações. Tais ações visam responder aos riscos de transição, bem como refletir as oportunidades climáticas.

Nas estimativas contábeis da companhia, não foi incorporada a incidência do preço de carbono. No momento, como existem incertezas a respeito da operacionalização e da dinâmica do mercado de carbono no Brasil, a companhia entende ser necessário aguardar a regulamentação da Lei nº 15.042 de 2024, que institui o SBCE, para que sejam definidos os detalhes necessários e suficientes para projetar de forma confiável e com razoabilidade o impacto nos fluxos de caixa dos ativos da Petrobras e em suas Unidades Geradoras de Caixa.

¹ Emissões diretas de GEE que ocorrem de fontes que são de propriedade ou controladas pela empresa.

² Emissões de GEE provenientes da geração de eletricidade e vapor comprados consumidos pela empresa, que ocorrem nas instalações onde a eletricidade e o vapor são gerados.



a.1) Efeitos no valor em uso nos testes de recuperabilidade de ativos

Ao mensurar o valor em uso dos seus ativos, a companhia baseia suas projeções de fluxo de caixa em premissas razoáveis e fundamentadas que representem a melhor estimativa, por parte da administração, do conjunto de condições econômicas.

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a projetada no PN pode resultar em preços do Brent e em uma demanda por nossos produtos abaixo do que foi considerado para estimarmos o valor em uso utilizado nos testes de recuperabilidade dos ativos da companhia.

A redução do valor em uso dos ativos da companhia pode acarretar o reconhecimento de perdas por não recuperabilidade dos valores contábeis desses ativos.

Dado que o preço do petróleo é uma variável que influencia de forma determinante o valor recuperável dos ativos, foi calculada a sensibilidade da utilização dos preços do Brent, constantes nos cenários APS e NZE, no teste de recuperabilidade dos ativos no Brasil do segmento de E&P da companhia.

Utilizando os preços constantes nos cenários APS e NZE para realizar uma análise de sensibilidade sobre a receita bruta projetada e as participações governamentais sobre tais receitas e, calculando o efeito dos tributos sobre o lucro somente sobre tais itens sensíveis, mas mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento E&P da Controladora, sobre a perda de recuperabilidade reconhecida pela companhia, conforme divulgada na nota explicativa 25, teria uma reversão de perda de recuperabilidade adicional bruta de R\$ 2.710 no cenário APS e uma perda de recuperabilidade adicional bruta de R\$ 69.505 no cenário NZE, concentrada nos campos da Bacia de Campos.

As simulações utilizadas para testar a sensibilidade, com base nos preços do Brent constantes nos cenários APS e NZE, não são consideradas pela companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados de perda de recuperabilidade, tampouco os impactos estimados nas receitas brutas ou no lucro líquido.

Dado que o preço do carbono não foi incorporado às estimativas contábeis da companhia, foi calculada a sensibilidade do efeito do custo da precificação das emissões de GEE no teste de recuperabilidade dos ativos no Brasil do segmento de E&P, considerando um valor monetário cobrado por tonelada de emissão de CO₂ a partir de 2030 e a existência de cotas gratuitas de emissão.

Neste contexto, utilizando como base um preço de US\$10/ CO₂ em 2030, US\$ 49,7/ CO₂ em 2035, US\$ 68/ CO₂ em 2040, US\$ 84,8/ CO₂ em 2045 e US\$ 100,3/ CO₂ em 2050, incluindo isenções de emissões com redução gradual, para simular um fluxo de desembolsos adicionais, considerando os efeitos dos tributos sobre o lucro sobre tais desembolsos, e mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento do E&P da Controladora teria uma perda de recuperabilidade adicional bruta de R\$ 1.439.

A simulação, utilizada para a sensibilidade do efeito do custo da precificação das emissões de GEE no teste de recuperabilidade dos ativos, não é considerada pela companhia como a melhor estimativa para determinar impactos esperados de perda de recuperabilidade, tampouco os impactos estimados nas despesas ou no lucro líquido.

a.2) Efeitos no desmantelamento de áreas

Em função das suas operações, a companhia é obrigada legalmente a remover equipamentos e restaurar áreas terrestres ou marítimas. Em 31 de dezembro de 2024, o valor da provisão de desmantelamento de áreas reconhecida pela Controladora totalizou R\$ 161.647, conforme nota explicativa 20. Em bases não descontadas, o valor nominal seria de R\$ 321.709.

Os prazos estimados utilizados pela companhia para provisionar o desmantelamento de áreas são coerentes com as vidas úteis dos ativos envolvidos. O prazo médio de desmantelamento dos ativos de óleo e gás, ponderado pelos seus valores contábeis, é de 14 anos.

Durante o ano de 2024, não foram emitidas regulamentações governamentais vinculadas a questões climáticas que alteraram ou possuísem potencial para alterar o prazo de desmantelamento dos ativos da Controladora, bem como não foram identificados gatilhos que acelerassem as datas esperadas de desmantelamento dos ativos da companhia em razão das suas metas climáticas e sua ambição de neutralizar as emissões líquidas operacionais de GEE (Escopos 1 e 2) até 2050.

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela companhia pode acelerar o prazo de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas. Tal aceleração aumentaria o valor presente das obrigações de desmantelamento reconhecidas pela companhia.

Para ilustrar o efeito de uma eventual aceleração da transição energética, a companhia estima que a provisão de desmantelamento aumentaria em R\$ 6.786, R\$ 22.001 e R\$ 36.612 caso os prazos atualmente utilizados fossem antecipados em um, três e cinco anos, respectivamente. Esta sensibilidade assumiu que todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo da provisão se mantiveram inalterados. Os intervalos de anos utilizados não se destinam a ser previsões de eventos ou resultados futuros prováveis.

a.3) Efeitos nas “exportações futuras altamente prováveis” utilizadas na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela companhia pode impactar negativamente as exportações futuras da companhia. Tal impacto pode fazer com que determinadas exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, ou, a depender da magnitude da transição e de sua velocidade, deixem de ser consideradas previstas. As consequências de tais impactos estão descritas na prática contábil da nota explicativa 33.4.1 (a), envolvendo as exportações futuras da companhia.

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no PN, conforme nota explicativa 4.8. A companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas. Ao determinar exportações futuras como altamente prováveis, e, portanto, elegíveis como item protegido para aplicação da contabilidade de hedge de fluxo de caixa, a companhia considerou os impactos decorrentes da transição para uma economia de baixo carbono, incluindo as variáveis preço do Brent e demanda por produtos, e não incorporou o preço do carbono na estimativa.

Com base nos preços do Brent, constantes nos cenários APS e NZE, foram elaboradas análises de sensibilidade da necessidade de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado. Tal sensibilidade simulou um novo fluxo de caixa futuro das exportações, alterando apenas a variável preço, mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados. Em tal sensibilidade, verificou-se que seria necessário reclassificar perdas cambiais registradas no patrimônio líquido para o resultado, estimadas em R\$ 61 apenas no cenário NZE.

As simulações utilizadas para testar a sensibilidade, com base nos preços do Brent constantes nos cenários APS e NZE, não são consideradas pela companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado.

a.4) Efeitos nas vidas úteis dos ativos imobilizados

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela companhia pode reduzir a vida útil dos seus ativos, o que pode acarretar no aumento das despesas anuais de depreciação, depleção e amortização.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada são depletados pelo método das unidades produzidas e depreciados ou amortizados pelo método linear. Em 31 de dezembro de 2024, o valor contábil desses ativos que se encontram em operação no Brasil é de R\$ 560.103 e eles não possuem valores materiais de depreciação ou amortização após 2050.

Conforme mencionado no item “Risco de transição para economia de baixo carbono”, o cenário de referência do Planejamento Estratégico indica que haverá demanda mundial persistente por petróleo nas próximas décadas. Adicionalmente, os cálculos da produção esperada e das reservas de petróleo e gás, constantes em tal cenário, levam em consideração os impactos da transição para uma economia de baixo carbono.

O parque de refino da companhia é composto por 10 refinarias no Brasil. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2024, que totalizam R\$ 57.096, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação dessas refinarias após 2050.

A companhia estima, ainda que decrescente, demanda persistente por derivados de petróleo nas próximas décadas, que deverão ser fornecidos progressivamente em modelos com menor intensidade de carbono. Diante disso, as taxas de depreciação utilizadas pela companhia para o parque do refino estão aderentes à transição para uma economia de baixo carbono.

Os ativos de gás e energia no Brasil, que incluem o parque termelétrico, são depreciados pelo método linear. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2024, que totalizam R\$ 21.408, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação desses ativos após 2050.

Neste contexto, com base nas informações disponíveis, a companhia não prevê mudanças significativas na vida útil das suas refinarias, dos ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás e aos ativos de gás e energia em razão da transição para uma economia de baixo carbono. Tais ativos representam 92% do total dos ativos da companhia em operação.

b) Riscos Físicos

Riscos físicos resultam de mudanças no clima que podem ser por evento (risco físico agudo) ou de alterações de longo prazo em padrões climáticos (risco físico crônico). Nessa categoria, a companhia não vislumbra que as alterações ocasionadas pela mudança climática tenham efeito material nas estimativas contábeis considerando os riscos identificados atualmente.

6. Novas normas e interpretações

6.1. 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 2024 são:

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<i>Lack of Exchangeability – Amendments to IAS 21</i>	As emendas estabelecem que quando uma moeda não for conversível por outra na data da mensuração, a taxa de câmbio à vista deve ser estimada. Adicionalmente, as emendas orientam sobre como avaliar a conversibilidade entre moedas e como determinar a taxa de câmbio à vista quando da ausência da conversibilidade.	1º de janeiro de 2025 com regras de transição específicas.
<i>Annual Improvements – Volume 11</i>	As emendas alteram pontualmente requerimentos relacionados aos seguintes temas e normativos: preço de transação e desreconhecimento de passivos de arrendamentos (IFRS 9 <i>Financial Instruments</i>); método de custo (IAS 7 <i>Statement of Cash Flows</i>); divulgação de ganho ou perda no desreconhecimento de ativos, e divulgação do risco de crédito (IFRS 7 <i>Financial Instruments: Disclosures</i>); determinação de um ‘agente de facto’ (IFRS 10 <i>Consolidated Financial Statements</i>); e contabilização de hedge para um adotante pela primeira vez (IFRS 1 <i>First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards</i>).	1º de janeiro de 2026 com regras de transição específicas.
<i>Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments – Amendments to IFRS 9 and IFRS 7</i>	De forma geral, as emendas à IFRS 9 trazem esclarecimentos sobre: avaliação dos fluxos de caixa contratuais para classificação de ativos; ativos financeiros non-recourse e instrumentos contratualmente vinculados. Adicionalmente, as emendas à IFRS 9 trazem esclarecimentos quanto à data do reconhecimento inicial ou desreconhecimento de ativos financeiros e passivos financeiros, e a possibilidade de desreconhecer passivos financeiros que serão liquidados em caixa por meio de um sistema eletrônico de pagamento, antes da data da liquidação, desde que determinados critérios sejam atendidos. Já as emendas à IFRS 7 trazem novos requerimentos de divulgação.	1º de janeiro de 2026 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas
<i>Contracts Referencing Nature-dependent Electricity – Amendments to IFRS 9 and IFRS 7</i>	As emendas promovem alterações nas IFRS 9 e IFRS 7 para fins de reporte de contratos de eletricidade relacionados à natureza. Tais emendas incluem: esclarecimento sobre aplicação dos requerimentos <i>own-use</i> ; permissão da utilização da contabilização de <i>hedge</i> se esses contratos forem utilizados como instrumentos de <i>hedge</i> ; e requerimentos adicionais de divulgação.	1º de janeiro de 2026 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas
<i>IFRS 18 – Presentation and Disclosure in Financial Statements</i>	A IFRS 18 estabelece novos requerimentos para a apresentação e divulgação das demonstrações financeiras, em substituição à IAS 1 – <i>Presentation of Financial Statements</i> . Entre outros, foram incluídos novos requerimentos sobre: a. Apresentação da demonstração do resultado, incluindo a obrigação de classificar todas as receitas e despesas em uma das cinco categorias: operacional, investimento, financiamento, impostos de renda e operações descontinuadas; b. Divulgação de medidas de desempenho definidas pela gestão; c. Orientação sobre agregação ou desagregação de informações; e d. Novos requerimentos de divulgação. Adicionalmente, foram feitas determinadas alterações em outros normativos incluindo requerimentos contábeis que tratam da demonstração dos fluxos de caixa. Nesse último, entre outras modificações, foi removida a opcionalidade à classificação dos fluxos de caixa de dividendos e juros.	1º de janeiro de 2027 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas.
<i>IFRS 19 – Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures</i>	A IFRS 19 é uma norma de aplicação voluntária que permite que entidades elegíveis forneçam divulgações reduzidas ao aplicar os padrões contábeis IFRS em suas demonstrações financeiras. Para ser elegível, no final do período de relatório, uma entidade deve ser uma controlada conforme definido no IFRS 10, não pode ter responsabilidade pública e deve ter uma controladora (final ou intermediária) que prepare demonstrações financeiras consolidadas, disponíveis para uso público, que estejam em conformidade com os padrões contábeis IFRS.	1º de janeiro de 2027 com regras de transição específicas

Em relação ao normativo em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, 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 2026, a companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

6.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos, revisões de pronunciamentos e interpretações 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 2024, bem como os IFRS equivalentes, quando aplicável:

Pronunciamento, revisão ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
Pronunciamento Técnico CPC 18 (R3) – Investimento em Coligada e em Empreendimento Controlado em Conjunto – CPC 18 (R3)*	<i>IAS 28 Investments in Associates and Joint Ventures</i>	1º de janeiro de 2025
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 27	<i>Amendments to IAS 21 (Lack of Exchangeability)</i>	1º de janeiro de 2025
Interpretação Técnica ICPC 09 (R3) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método da Equivalência Patrimonial ICPC 09 (R3)**	<i>Sem equivalência às IFRS</i>	1º de janeiro de 2025
Orientação Técnica OCPC 10 – Créditos de Carbono, Permissões de Emissões (<i>allowances</i>) e Créditos de Descarboxinação (CBI0) (OCPC 10)	<i>Sem equivalência às IFRS</i>	1º de janeiro de 2025

* Emitido em substituição ao CPC 18 (R2).
** Emitida em substituição à CPC 09 (R2).

A OCPC 10 trata dos critérios contábeis de reconhecimento, mensuração e evidência dos eventos econômicos relacionados à participação ou atuação de entidades em mercados compulsórios ou voluntários de créditos de carbono (tCO₂e), comumente chamados de mercados de créditos de carbono, permissões de emissão (*allowances*) e créditos de descarboxinação (CBI0). A companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial da OCPC 10 em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

O efeito esperado da aplicação inicial da Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 27 é o mesmo que foi apresentado para o respectivo normativo emitido pelo IASB apresentado na nota explicativa item 6.1.

Em relação ao CPC 18 (R3) e à ICPC 09(R3), em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, de acordo com as avaliações realizadas, a companhia não estima impactos quando da aplicação inicial nas demonstrações financeiras individuais da Petrobras e nas demonstrações financeiras consolidadas.

7. 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 Plano de Negócios 25–29 tem como foco:

- Geração de caixa superior aos investimentos e obrigações financeiras;
- Investimentos com alto retorno e somente aprovados com valor presente líquido positivo em cenário de robustez (Brent US\$ 45/bbl);
- Estrutura de capital eficiente, com mais flexibilidade e baixa alavancagem em cenários desafiadores; e
- Distribuição de dividendos ordinários conforme política de remuneração aos acionistas vigente, com flexibilidade para pagamentos extraordinários.

A meta de endividamento foi flexibilizada para teto de US\$ 75 bilhões, com convergência para o patamar de US\$ 65 bilhões.

Em 2024, a Petrobras obteve EBITDA ajustado recorrente positivo e consistência na geração de caixa por meio do Fluxo de Caixa Operacional (FCO), desempenho que permitiu retorno à sociedade através do pagamento de tributos e de dividendos.

Adicionalmente, a companhia reduziu em 2024 o endividamento bruto em US\$ 2.289 milhões, mantendo-se dentro do intervalo de referência estipulado em seu planejamento. O endividamento líquido aumentou US\$ 7.542 milhões. Em reais, o endividamento bruto aumentou 23%, enquanto o endividamento líquido aumentou 49%, conforme quadro a seguir:

	Em milhões de US\$		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Endividamento bruto	60.311	62.600	373.467	303.062
Caixa e equivalentes de Caixa e TVM (títulos públicos federais, CDB e <i>time deposits</i>)	(8.071)	(17.902)	(49.978)	(86.670)
Endividamento líquido	52.240	44.698	323.489	216.392

O EBITDA ajustado adotado pela Petrobras não considera o resultado de determinadas operações, com o objetivo de fornecer uma visão sobre o potencial de geração de caixa. O endividamento líquido representa o total de financiamento e o arrendamento, deduzindo-se o caixa e equivalentes de caixa e o TVM. Estas medidas não são definidas segundo as Normas Internacionais de Relatório Financeiro – 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.



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

8.1. 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.

	Lonsolidado		Lontroladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e bancos	841	501	81	87
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	8.996	8.434	1.763	2.348
Outros fundos de investimentos	1.152	1.352	41	20
	10.148	9.786	1.804	2.368
- No exterior				
Time deposits	4.509	37.458	1.239	-
Auto Invest e contas remuneradas	4.495	13.807	10	107
Outras aplicações financeiras	261	61	-	-
	9.265	51.326	1.249	107
Total das aplicações financeiras de curto prazo	19.413	61.112	3.053	2.475
Total de caixa e equivalentes de caixa	20.254	61.613	3.134	2.562

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 vencimento 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.

Os principais usos destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 foram para pagamento de dividendos e recompra de ações de R\$ 102.611, cumprimento do serviço da dívida, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de R\$ 88.881, bem como para realização de investimentos no montante de R\$ 79.856.

Os principais recursos constituídos foram substancialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 204.037, captações no valor de R\$ 12.027, recebimentos pela venda de ativos e de participações societárias de R\$ 4.381 e compensação financeira por acordos de coparticipação de R\$ 1.951.

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.

8.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2024		Consolidado		Controladora	
	País	Exterior	País	Total	Total	Total
Valor justo por meio do resultado	3.290	-	3.290	4.485	4.485	3.290
Custo amortizado - CDB e time deposits	14.012	12.422	26.434	20.572	20.572	13.978
Custo amortizado - Outros	278	-	278	254	254	278
Total	17.580	12.422	30.002	25.311	25.311	17.546
Circulante	13.975	12.422	26.397	13.650	13.650	13.941
Não circulante	3.605	-	3.605	11.661	11.661	3.605

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 iniciais 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 de suas expectativas de realização. 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.

9. Receita de vendas

9.1. Receita de vendas de contratos com clientes

As receitas de contratos com clientes 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 13.

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.

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Receita bruta de vendas	629.354	610.755	611.385	592.566
Encargos de vendas ⁽¹⁾	(138.525)	(98.761)	(137.838)	(98.194)
Receita de vendas	490.829	511.994	473.547	494.372
Diesel	147.911	161.279	147.936	161.336
Gasolina	68.404	71.519	68.404	71.519
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	17.073	17.530	17.073	17.530
Querosene de aviação (QAV)	24.282	25.095	24.282	25.095
Nafta	10.080	9.187	10.080	9.187
Óleo combustível (incluindo bunker)	5.183	5.788	5.183	5.788
Outros derivados de petróleo	22.992	22.109	22.992	22.109
Subtotal de derivados de petróleo	295.925	312.507	295.950	312.564
Gás natural	25.244	28.163	25.151	28.153
Petróleo	23.285	27.336	23.285	27.336
Renováveis e nitrogenados	1.232	467	-	-
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	2.338	4.290	2.338	4.290
Energia elétrica	4.052	3.265	4.058	3.269
Serviços, agenciamentos e outros	4.337	5.289	2.087	2.718
Mercado interno	356.411	381.317	352.867	378.330
Exportações	129.652	125.138	120.680	116.042
Petróleo	97.641	92.476	88.897	83.675
Óleo combustível (incluindo bunker)	25.638	25.452	25.049	25.215
Outros derivados de petróleo e outros produtos	6.373	7.210	6.734	7.152
Vendas no exterior ⁽²⁾	4.766	5.539	-	-
Mercado externo	134.418	130.677	120.680	116.042
Receitas de vendas	490.829	511.994	473.547	494.372

(1) Inclui, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.

(2) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

Em 31 de dezembro de 2024, a composição da receita de vendas pelo destino de embarque está assim apresentada:

	2024	2023
Brasil	356.411	381.317
Mercado interno	356.411	381.317
China	41.127	36.359
Américas (exceto Estados Unidos da América)	19.271	24.246
Europa	29.250	27.695
Ásia (exceto China e Cingapura)	10.770	7.262
Estados Unidos da América	18.512	19.418
Cingapura	15.425	15.337
Outros	263	360
Mercado externo	134.418	130.677
Receitas de vendas	490.829	511.994

Receita de vendas de R\$ 490.829, R\$ 21.165 inferior a 2023 (R\$ 511.994), refletindo:

Redução da receita no mercado interno, principalmente por:

- Menores preços médios dos derivados, com destaque para o diesel, a gasolina e o QAV, acompanhando, em grande parte, a desvalorização das cotações internacionais;
- Menor volume de vendas de derivados, com destaque: (i) para o diesel, em função do aumento das importações por terceiros originadas, principalmente, da Rússia, e do aumento do teor de mistura obrigatória de biodiesel no óleo diesel tipo B; e (ii) para a gasolina, refletindo a recuperação de participação do etanol hidratado sobre a gasolina C em veículos flex-fuel;
- Menor receita de petróleo, em razão dos menores volumes vendidos; e
- Menor receita de gás natural, em função: (i) da menor demanda no setor não termelétrico, retratando o efeito da abertura do mercado de gás natural e a redução de market-share; e (ii) dos menores preços de venda influenciados pelas variações do Brent e da taxa de câmbio.

Aumento da receita com exportações reflete: (i) os maiores preços, em razão, principalmente, da desvalorização do real frente ao dólar na formação do preço de venda; e (ii) os maiores volumes de exportação de petróleo. Estes fatores foram compensados, parcialmente: (iii) pelos menores volumes de exportação de derivados, principalmente óleo combustível;

Redução das receitas de vendas no exterior, retratando o menor volume de operações de trading offshore, com destaque para as cargas de óleo combustível e de GNL.

Em 2024, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) representam, individualmente, 15% e 10% das receitas da companhia. Em 2023, os dois clientes do segmento RTC representam, individualmente, 16% e 11% das receitas da companhia.

9.2. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2024, 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 2024, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2024 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Consolidado
			Total dos contratos
Mercado interno			
Gasolina	64.811	544	65.355
Diesel	141.713	-	141.713
Gás natural	40.769	165.730	206.499
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	18.136	-	18.136
Serviços e outros	8.771	5.673	14.444
Etanol, nitrogenados e renováveis	288	-	288
Nafta	8.541	-	8.541
Eleticidade	1.669	23.136	24.805
Outros derivados de petróleo	8.969	13.931	22.900
Querosene de aviação (QAV)	6.135	-	6.135
Mercado externo			
Exportações	17.434	16.622	34.056
Total	317.236	225.636	542.872

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 termelétrica, conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições hidro-lógicas 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.

9.3. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2024, a companhia possui R\$ 397 (R\$ 558 em 2023) 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 quando 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 performance.

São consideradas obrigações de performance as promessas de transferir ao cliente: (i) produto ou serviço (ou grupo de produtos ou serviços) que seja distinto; e (ii) uma série de produtos 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 produtos 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 performance, 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.

10. Custos e despesas por natureza

10.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados ⁽¹⁾	(120.204)	(109.524)	(118.128)	(108.837)
Compras e importações	(87.585)	(81.153)	(87.261)	(81.359)
Petróleo	(50.968)	(46.800)	(51.242)	(41.870)
Derivados	(27.169)	(23.366)	(24.121)	(28.121)
Gás natural	(9.448)	(10.987)	(11.898)	(11.368)
Serviços e outros	(32.619)	(28.371)	(30.867)	(27.478)
Depreciação, depleção e amortização	(52.509)	(53.742)	(53.925)	(56.161)
Participação governamental	(61.202)	(60.443)	(61.152)	(60.390)
Gastos com pessoal	(10.166)	(8.430)	(7.801)	(6.440)
Variação dos estoques	(286)	(9.922)	3.509	(9.270)
Total	(244.367)	(242.061)	(237.497)	(241.098)

(1) Inclui arrendamentos de curto prazo (12 meses ou inferior).

Custo dos produtos vendidos de R\$ 244.367, R\$ 2.306 superior a 2023 (R\$ 242.061), com destaque para os seguintes fatores:

- Maiores custos com petróleo importado e com participação governamental, retratando a desvalorização do real frente ao dólar no momento da formação dos estoques; e
- Maiores custos com o benefício do plano de saúde sobre os gastos com pessoal, reflexo do reconhecimento do efeito da revisão atuarial referente à alteração de coparticipação do benefício em 2024.

10.2. Despesas de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Materiais, serviços, fretes, alugueis e outros	(21.853)	(21.459)	(23.386)	(21.284)
Depreciação, depleção e amortização	(3.610)	(3.038)	(4.039)	(3.244)
Reversão (perdas) de créditos esperadas	20	(110)	4	(105)
Gastos com pessoal	(691)	(556)	(559)	(481)
Total	(26.134)	(25.163)	(27.980)	(25.114)

Despesas de vendas de R\$ 26.134, R\$ 971 superiores a 2023 (R\$ 25.163), retratando, em grande parte maiores gastos logísticos relativos ao transporte do gás natural, principalmente pela redução do ressarcimento por terceiros que utilizam os gasodutos. Este fator foi compensado, em parte, pela redução dos volumes exportados de derivados, com destaque para o óleo combustível.

10.3. Despesas gerais e administrativas

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Gastos com pessoal	(6.475)	(5.166)	(5.568)	(4.357)
Materiais, serviços, alugueis e outros	(2.669)	(2.170)	(2.214)	(1.770)
Depreciação, depleção e amortização	(787)	(616)	(727)	(561)
Total	(9.931)	(7.952)	(8.509)	(6.688)

Despesas gerais e administrativas de R\$ 9.931, R\$ 1.979 superior a 2023 (R\$ 7.952), decorrente, em grande parte de:

- Reajustes salariais, conforme o Acordo Coletivo de Trabalho, e do processo de avanço de nível de cargos dos empregados;
- Contratação de novos colaboradores ao longo dos períodos;
- Maiores despesas com o benefício do plano de saúde, reflexo do reconhecimento do efeito da revisão atuarial intermediária referente à alteração de coparticipação do benefício em 2024; e
- Maiores gastos com serviços de terceiros, com destaque para os serviços de processamento de dados, em grande parte relacionados às iniciativas de transformação digital.



11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(15.745)	(5.850)	(15.745)	(5.850)
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(14.061)	(10.999)	(13.981)	(10.954)
Plano de pensão e saúde (inativos)	(11.827)	(5.848)	(11.732)	(5.809)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(5.395)	(3.982)	(5.118)	(3.467)
Programas de remuneração variável (1)	(4.935)	(5.020)	(4.298)	(4.558)
Perdas de créditos esperadas sobre outros recebíveis	(1.547)	(89)	(1.502)	(91)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.243)	(775)	(1.210)	(758)
Despesas operacionais com termelétricas	(1.181)	(944)	(1.201)	(990)
Despesas com multas contratuais recebidas	(776)	(1.000)	(775)	(1.000)
Indenizações por distratos de contratos de afretamento de embarcação	(100)	(1.724)	(100)	(1.724)
Acordo Coletivo de Trabalho	(40)	(1.061)	(10)	(966)
Resultado com derivativos de commodities	217	84	(83)	33
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	336	562	197	562
Subvenções e assistências governamentais	826	1.579	812	1.567
Resultado com alienações e baixa de ativos	1.171	6.511	795	5.776
Contratos de <i>Ship/Take or Pay</i> e multas aplicadas	1.192	1.181	1.190	1.181
Multas aplicadas a fornecedores	1.336	1.192	1.322	1.173
Resultado de atividades não fim	1.415	845	2.884	2.425
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.482	1.399	1.482	1.399
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	1.938	2.086	1.954	2.174
Resultados com operações em parcerias de E&P	2.660	2.858	2.660	2.858
Outros	(95)	(935)	(591)	(1.772)
Total	(44.372)	(19.930)	(43.050)	(18.791)

(1) Composto por Participação nos lucros ou resultados (PLR) e Programa de prêmio por desempenho (PRD), conforme nota explicativa 18.

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas negativas em R\$ 44.372, R\$ 24.442 superiores quando comparado às do exercício de 2023 (R\$ 19.930), com destaque para:

- Maiores perdas relacionadas a desmantelamento de áreas, devido, em grande parte, ao resultado da revisão anual da provisão para campos com aprovação de devolução, mas com compromissos de abandono ainda existentes;
- Aumento das despesas com o benefício do plano de saúde, reflexo da revisão atuarial intermediária referente à alteração de coparticipação do benefício em 2024; e
- Menores ganhos líquidos com alienações e baixa de ativos, em razão, em grande parte, do maior volume de operações de vendas de ativos concluídas em 2023.

12. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Receitas Financeiras	10.488	10.821	12.326	10.790
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	8.072	8.258	3.835	3.971
Receita Financeira FIDC - NP	-	-	6.195	4.968
Outros	2.416	2.563	2.296	1.851
Despesas Financeiras	(32.093)	(19.542)	(51.867)	(33.884)
Despesas com financiamentos	(11.560)	(11.309)	(32.630)	(26.756)
Despesas com arrendamentos	(12.235)	(8.886)	(11.625)	(8.259)
Encargos financeiros capitalizados	8.478	6.431	8.474	6.431
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(5.362)	(4.282)	(5.317)	(4.256)
Adesão à transação tributária (1)	(9.600)	-	(9.600)	-
Outros	(1.814)	(1.496)	(1.171)	(1.044)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(60.866)	(3.140)	(62.458)	(1.585)
Variações cambiais (2)	(46.500)	11.212	(48.121)	12.310
Real x Dólar	(46.765)	11.839	(48.098)	12.307
Outras moedas	265	(627)	(23)	3
Reclassificação do hedge accounting (2)	(16.246)	(18.846)	(16.191)	(18.371)
Adesão à transação tributária (1)	(1.451)	-	(1.451)	-
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar	(1.359)	(1.506)	(1.347)	(1.499)
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios	-	1.156	-	1.156
Atualização monetária de impostos a recuperar	505	1.016	653	976
Outros	4.185	3.828	3.999	3.843
Total	(82.471)	(11.861)	(101.999)	(24.679)

(1) Para mais informações vide nota explicativa 17.

(2) Para mais informações, vide notas explicativas 33.4.1.a. e 33.4.1.c.

Resultado financeiro líquido negativo em R\$ 82.471, R\$ 70.610 superior a 2023 (R\$ 11.861), em razão de:

- Variação monetária e cambial negativa maior, ocasionada, basicamente, por perdas líquidas com a variação cambial, refletindo, principalmente, a desvalorização de 27,9% do real frente ao dólar em 2024 sobre a exposição passiva em dólar, quando comparada à valorização de 7,2% em 2023; e
- Despesas financeiras líquidas, superiores, com destaque para: (i) as despesas relacionadas aos efeitos da adesão à transação tributária encerrando disputas judiciais sobre contencioso tributário em 2024; e (ii) as maiores despesas com arrendamentos, devido, em grande parte, ao aumento do passivo de arrendamentos pelo afretamento de plataformas e outros ativos operacionais.

13. Informações por Segmento

13.1. Informações por Segmento - Resultado

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 2024

	Corporativo e outros negócios					Total
	E&P	RTC	G&EBC	Eliminação		
Receita de vendas	324.934	457.774	51.394	1.719	(344.992)	490.829
Intersegmentos	323.286	5.547	16.129	30	(344.992)	-
Terceiros	1.648	452.227	35.265	1.689	-	490.829
Custo dos produtos e serviços vendidos	(133.560)	(423.457)	(27.235)	(1.581)	341.466	(244.367)
Lucro bruto	191.374	34.317	24.159	138	(3.526)	246.462
Despesas	(43.688)	(17.725)	(18.886)	(25.495)	-	(105.794)
Vendas	(10)	(10.281)	(15.806)	(37)	-	(26.134)
Gerais e administrativas	(336)	(1.927)	(622)	(7.046)	-	(9.931)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(4.997)	-	-	-	-	(4.997)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(3.404)	(40)	(30)	(807)	-	(4.281)
Tributárias	(3.670)	(260)	(90)	(2.688)	-	(6.708)
Reversão (perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - Impairment	(7.586)	(1.851)	-	66	-	(9.371)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(23.685)	(3.366)	(2.338)	(14.983)	-	(44.372)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	147.686	16.592	5.273	(25.357)	(3.526)	140.668
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(82.471)	-	(82.471)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	397	(4.268)	415	(11)	-	(3.467)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	148.083	12.324	5.688	(107.839)	(3.526)	54.730
Imposto de renda e contribuição social	(50.213)	(5.641)	(1.793)	38.727	1.199	(17.721)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	97.870	6.683	3.895	(69.112)	(2.327)	37.009
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	97.886	6.683	3.620	(69.256)	(2.327)	36.606
Acionistas não controladores	(16)	-	275	144	-	403
	97.870	6.683	3.895	(69.112)	(2.327)	37.009

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 2023

	Corporativo e outros negócios					Total
	E&P	RTC	G&EBC	Eliminação		
Receita de vendas	333.934	474.338	55.476	1.819	(353.573)	511.994
Intersegmentos	330.075	7.065	16.388	45	(353.573)	-
Terceiros	3.859	467.273	39.088	1.774	-	511.994
Custo dos produtos e serviços vendidos	(135.930)	(428.258)	(28.412)	(1.842)	352.381	(242.061)
Lucro (prejuízo) bruto	198.004	46.080	27.064	(23)	(1.192)	269.933
Despesas	(27.586)	(20.446)	(16.898)	(14.181)	-	(79.111)
Vendas	(58)	(10.763)	(14.168)	(174)	-	(25.163)
Gerais e administrativas	(364)	(1.639)	(403)	(5.546)	-	(7.952)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(4.892)	-	-	-	-	(4.892)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.829)	(82)	(28)	(680)	-	(3.619)
Tributárias	(2.218)	(202)	(233)	(1.791)	-	(4.444)
Reversão (perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - Impairment	(10.301)	(2.559)	(397)	146	-	(13.111)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(6.924)	(5.201)	(1.669)	(6.136)	-	(19.930)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	170.418	25.634	10.166	(14.204)	(1.192)	190.822
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(11.861)	-	(11.861)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(18)	(1.562)	52	48	-	(1.480)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	170.400	24.072	10.218	(26.017)	(1.192)	177.481
Imposto de renda e contribuição social	(57.942)	(8.716)	(3.456)	17.394	405	(52.315)
Lucro líquido do exercício	112.458	15.356	6.762	(8.623)	(787)	125.166
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	112.400	15.356	6.409	(8.852)	(787)	124.606
Acionistas não controladores	(22)	-	353	229	-	560
	112.458	15.356	6.762	(8.623)	(787)	125.166

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por Segmento de Negócio - 2024

	Corporativo e outros negócios				Total
	E&P	RTC	G&EBC		
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(15.745)	-	-	(117)	(15.745)
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(12.984)	(420)	(540)	(117)	(14.061)
Plano de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(11.827)	(11.827)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(2.099)	(2.241)	(160)	(895)	(5.395)
Programas de remuneração variável	(2.150)	(1.202)	(260)	(1.323)	(4.935)
Despesas operacionais com termelétricas	-	-	(1.181)	-	(1.181)
Resultado com alienações e baixa de ativos	1.231	260	85	(405)	1.171
Contratos de <i>Ship/Take or Pay</i> e multas aplicadas	33	439	702	18	1.192
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.482	-	-	-	1.482
Outras	6.547	(202)	(984)	(434)	4.927
Total	(23.685)	(3.366)	(2.338)	(14.983)	(44.372)

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por Segmento de Negócio - 2023

	Corporativo e outros negócios				Total
	E&P	RTC	G&EBC		
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(5.850)	-	-	(144)	(5.850)
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(10.489)	(107)	(259)	(144)	(10.999)
Plano de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(5.848)	(5.848)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(1.496)	(1.970)	(43)	(473)	(3.982)
Programas de remuneração variável	(2.066)	(1.333)	(260)	(1.361)	(5.020)
Despesas operacionais com termelétricas	-	-	(944)	-	(944)
Resultado com alienações e baixas de ativos	6.876	(169)	(243)	47	6.511
Contratos de <i>Ship / Take or Pay</i> e multas aplicadas	14	200	957	10	1.181
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.399	-	-	-	1.399
Outras	4.688	(1.822)	(877)	1.633	3.622
Total	(6.924)	(5.201)	(1.669)	(6.136)	(19.930)

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

	Corporativo e outros negócios				Total
	E&P	RTC	G&EBC		
2024	49.899	13.412	2.989	733	67.033
2023	50.982	12.022	2.617	583	66.204

13.2. Informações por Segmento - Ativo

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2024

	Corporativo e outros negócios					Total
	E&P	RTC	G&EBC	Eliminação		
Circulante	16.701	55.838	2.345	86.210	(25.882)	135.212
Não circulante	760.749	115.848	30.226	82.762	-	989.585
Realizável a longo prazo	43.693	13.729	564	69.640	-	127.626
Investimentos	1.850	709	1.127	395	-	4.081
Imobilizado	704.444	100.669	28.118	10.686	-	843.917
Em operação	569.046	91.818	24.371	7.692	-	692.927
Em construção	135.398	8.851	3.747	2.994	-	150.990
Intangível	10.762	741	417	2.041	-	13.961
Ativo	777.450	171.686	32.571	168.972	(25.882)	1.124.797

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2023

	Corporativo e outros negócios					Total
	E&P	RTC	G&EBC	Eliminação		
Circulante	13.574	53.265	1.793	113.997	(25.550)	157.079
Não circulante	658.729	115.224	31.013	88.843	-	893.809
Realizável a longo prazo						



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

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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 2024 totalizou R\$ 2.579 (R\$ 2.434 em 31 de dezembro de 2023).

O saldo de recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa está relacionado, principalmente, ao *earnout* dos campos de Sêpia e Atapu no montante de R\$ 3.147 (R\$ 2.957, em 31 de dezembro de 2023), pelas vendas do campo de Roncador de R\$ 2.185 (R\$ 1.745, em 31 de dezembro de 2023), do Polo Potiguar de R\$ 1.345 (R\$ 1.283, em 31 de dezembro de 2023) e do campo de Albacora Leste de R\$ 1.078 (R\$ 289, em 31 de dezembro de 2023).

Em 26 de junho de 2024, o valor de R\$ 1.389, líquido de imposto de renda retido na fonte, referente à segunda e última parcela dos precatórios oriundos das contas petróleo e álcool, foi liberado para a companhia e passou a compor garantia em processo fiscal.

Em 2024, o prazo médio do contas de receber de contratos de clientes terceiros no mercado interno é aproximadamente 2 dias (mesmo prazo em 2023) para venda de derivados e 20 a 27 dias para venda de petróleo (mesmo prazo em 2023). As exportações de óleo combustível possuem prazo médio de recebimento entre 11 e 15 dias, enquanto as exportações de petróleo entre 9 e 13 dias (em 2023 as exportações têm prazos médios entre 11 e 14 dias para óleo combustível e entre 8 e 12 dias para petróleo).

14.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2024		Consolidado 31.12.2023		31.12.2024		Controladora 31.12.2023	
	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE
A vencer	27.948	(1.041)	33.636	(163)	21.431	(1.023)	25.925	(159)
Vencidos:								
Até 3 meses ⁽¹⁾	1.316	(466)	2.285	(208)	1.221	(463)	2.246	(200)
De 3 a 6 meses	391	(141)	91	(50)	353	(133)	68	(43)
De 6 a 12 meses	184	(111)	303	(277)	170	(106)	278	(274)
Acima de 12 meses	9.454	(8.392)	8.125	(7.113)	4.790	(4.338)	4.492	(3.950)
Total	39.293	(10.151)	44.440	(7.811)	27.965	(6.063)	33.009	(4.626)

⁽¹⁾ Em 10 de janeiro de 2024, a Petrobras recebeu da Carmo Energy a última parcela no valor de US\$ 298 milhões, já considerados os ajustes e encargos de mora devidos, relativa à alienação do Polo Carmópolis, vendida em 20 de dezembro de 2023.

14.3. Perdas de crédito esperadas – Terceiros e Partes Relacionadas

	2024		Consolidado 2023		2024		Controladora 2023	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Movimentação								
Saldo inicial	7.821	8.015	4.636	4.652				
Adições	1.836	849	1.807	779				
Reversões	(318)	(473)	(308)	(472)				
Baixas	(63)	(329)	(61)	(323)				
Ajuste acumulado de conversão	886	(241)	-	-				
Saldo final	10.162	7.821	6.074	4.636				
Circulante	1.891	1.384	1.646	1.204				
Não circulante	8.271	6.437	4.428	3.432				

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, tais como a existência de garantias contratuais ou financeiras, que podem impactar o risco do crédito e consequentemente na utilização dos percentuais da matriz de risco.

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.

15. Estoques

	31.12.2024		Consolidado 31.12.2023		31.12.2024		Controladora 31.12.2023	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Petróleo	16.379	16.341	12.751	12.419				
Derivados de petróleo	13.382	10.631	12.735	9.410				
Intermediários	2.627	3.076	2.627	3.076				
Gás Natural e Gás Natural Liquefeito (GNL)	628	379	628	328				
Biocombustíveis	134	61	25	24				
Fertilizantes	7	7	8	8				
Total de produtos	33.157	30.495	28.774	25.265				
Materiais, suprimentos e outros	8.393	6.689	8.000	6.347				
Total	41.550	37.184	36.774	31.612				

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

Derivados de petróleo compreendem, principalmente, diesel, gasolina, querosene de aviação e nafta, e são geralmente comercializados.

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.

Gás natural é inicialmente processado e seus derivados são posteriormente comercializados ou transferidos para usinas termoeletricas e refinarias, enquanto o GNL pode ser comercializado ou convertido em gás natural.

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 2024, de R\$ 4.366, refere-se, principalmente, aos derivados de petróleo, pela maior participação do derivado importado na formação dos estoques; pelos menores volumes vendidos nos mercados interno e externo; pela maior produção; e pelos maiores custos com importados e com a matéria-prima (petróleo), acompanhando a desvalorização do real frente ao dólar no momento da formação dos estoques.

Os estoques 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 2024, houve reversão da provisão para perdas de R\$ 214 (R\$ 40 em 31 de dezembro de 2023).

Em 31 de dezembro de 2024, 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 PPS-P, PPS-P Pré-70 e PPS-P-NR Pré-70, assinados em 2008 com a Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros, no valor estimado de R\$ 4.712 (R\$ 4.773 em 31 de dezembro de 2023).

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 tangagem 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.

16. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Terceiros no país	22.644	17.544	21.401	16.376
Terceiros no exterior	14.917	5.691	8.879	2.705
Partes relacionadas (nota explicativa 34.1)	98	67	9.461	7.568
Total	37.659	23.302	39.741	26.649

Em 31 de dezembro de 2024, o prazo médio de pagamento no Brasil é de 31 dias (32 dias em 2023), enquanto para fornecedores no exterior o prazo médio é de 31 dias para produtos importados e de 25 dias para demais bens e serviços (58 dias para produtos importados e de 26 dias para demais bens e serviços em 2023), aproximadamente.

O aumento do saldo de fornecedores em 2024, de R\$ 14.357, refere-se, principalmente, às aquisições de materiais para investimento, ao transporte marítimo e operações de embarcações e aos serviços técnicos e de perfurações de poços exploratórios, equipamentos de processamento de dados e licença de uso; ao acordo de parceria com a equalização/unificação de campos de E&P; e as maiores aquisições a prazo líquidas de pagamentos de petróleo e derivados.

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 2024, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de R\$ 832 (R\$ 534 em 31 de dezembro de 2023), com prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 58 dias (prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 57 dias em 2023), após atendidas as condições comerciais contratadas.

17. Tributos

17.1. Imposto de Renda e Contribuição Social

Tributos Correntes

	Consolidado			
	Ativo Circulante		Passivo Circulante	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
No país				
Tributos sobre o lucro ⁽¹⁾	2.510	963	4.324	4.788
Programas de regularização de débitos federais	-	-	303	283
	2.510	963	4.627	5.071
No exterior ⁽¹⁾	35	92	4.044	1.224
Total	2.545	1.055	8.671	6.295

⁽¹⁾ O passivo inclui tratamentos fiscais incertos, vide nota explicativa 17.1.1 - Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro.

Os tributos sobre o lucro são calculados com base na alíquota de 15%, acrescida do adicional de 10% sobre o lucro tributável (lucro real) para Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e 9% sobre o lucro tributável (lucro real) para Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), 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 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 representativas dos empregados. O prazo de pagamento é de 145 parcelas mensais e sucessivas, atualizadas pela Selic, a partir de janeiro de 2018.

O saldo do ativo circulante apresentou aumento em função, principalmente, da constituição de créditos de IRPJ e CSLL relativos aos exercícios de 2019, 2021, 2022 e 2023, da entrada de créditos de IRRF sobre aplicações financeiras, além da atualização Selic de créditos de IRPJ e CSLL. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas utilizações de créditos de IRRF sobre aplicações financeiras e pelas utilizações de créditos de IRPJ e CSLL.

O saldo do passivo circulante aumentou, principalmente, pela: (i) devolução das antecipações do Corporate Income Tax (CIT), por parte do fisco holandês, que estava apresentada pelo líquido no passivo de controlada; (ii) provisão referente ao Corporate Alternative Minimum Tax (CAMT) em controlada sediada nos Estados Unidos; e (iii) adição de lucros no exterior e preço de transferência em dezembro de 2024, compensado pelo benefício fiscal na distribuição de juros sobre capital próprio.

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	
	2024	2023	2024	2023
Lucro do exercício antes dos impostos	54.730	177.481	49.658	172.969
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(18.608)	(60.344)	(16.894)	(58.810)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio	7.373	6.481	7.373	6.481
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	5.140	2.977	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior ⁽¹⁾	(2.902)	(2.685)	(2.902)	(2.685)
Incentivos fiscais	591	1.489	590	1.488
Efeitos da taxação mínima entre países - Pillar II	(551)	-	-	-
Ajustes de preços de transferência para transações entre partes relacionadas no exterior ⁽²⁾	(560)	-	(560)	-
Prejuízos fiscais ⁽³⁾	476	104	265	-
Adesão à transação tributária ⁽⁴⁾	(780)	-	(780)	-
Benefício pós emprego ⁽⁵⁾	(7.177)	(1.734)	(7.043)	(1.679)
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	(1.196)	(495)	6.522	6.745
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indébitos tributários	619	268	617	267
Outros	(146)	1.624	(250)	(170)
Imposto de renda e contribuição social	(17.721)	(52.315)	(13.052)	(48.363)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	23.103	(4.542)	23.456	(3.997)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(40.824)	(47.773)	(36.508)	(44.366)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	32.4%	29.5%	26.3%	28.0%

⁽¹⁾ Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014

⁽²⁾ Entrada em vigor da Lei 14.596/23 a partir de 01/01/2024.

⁽³⁾ A Petrobras reconheceu prejuízo fiscal de IRPJ e base de cálculo negativa da CSLL, cedidos por controlada, no valor de R\$ 265, no âmbito do programa de autorregularização incentivada de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil (Lei nº 14.740/23 e da Instrução Normativa RFB nº 2.168/23), para liquidar débito no montante de R\$ 560, sendo R\$ 295 com pagamento à vista.

⁽⁴⁾ Multas não dedutíveis vinculadas à Adesão à Transação Tributária. Para mais informações sobre a Transação, vide nota explicativa 17.3.

⁽⁵⁾ Inclui tratamentos fiscais incertos, vide nota explicativa 17.1 - Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro.

Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Movimentação				
Saldo inicial	(48.148)	(30.878)	(59.000)	(42.511)
Reconhecido no resultado	23.103	(4.542)	23.456	(3.997)
Reconhecido no patrimônio líquido	21.263	(12.686)	21.287	(12.525)
Ajuste acumulado de conversão	430	(96)	-	-
Utilização de créditos tributários	(34)	-	-	-
Outros	(4)	54	3	33
Saldo final	(3.390)	(48.148)	(14.254)	(59.000)

O saldo de impostos diferidos passivos, líquidos, apresenta diminuição em 2024, principalmente, pelas variações cambiais de empréstimos, contas a receber e a pagar, em financiamentos e contratos de arrendamento e revisão anual da provisão para desmantelamento de áreas. Esses valores foram compensados, parcialmente, pela realização do custo com prospecção e pela depreciação acelerada incentivada e por unidade produzida.

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

	Natureza	Fundamento para realização	Consolidado	
			31.12.2024	31.12.2023
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Depreciação, amortização e baixa de ativos		(38.926)	(30.480)
Imobilizado - Impairment	Amortização, baixa de ativos e reversão Impairment		21.440	20.348
Imobilizado - Direito de Uso	Depreciação, amortização e baixa de ativos		(52.745)	(45.359)
Imobilizado - Depreciação acelerada, linear x unidade produzida e encargos capitalizados				

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 PN 2025-2029, que tem como pilares o controle do endividamento, investimentos e decisões de negócio respeitando a estrutura de capital ideal e sólida governança nos processos decisórios assegurando rentabilidade, racionalidade e geração de valor para todos os *stakeholders*.

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 PN 2025-2029.

Em 31 de dezembro de 2024, a expectativa de realização desses ativos e passivos fiscais diferidos líquidos é a seguinte:

	Consolidado		Controladora	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
2025	771	(3.930)	-	(7.283)
2026	331	(6.623)	-	(11.618)
2027	347	(5.009)	-	(9.228)
2028	471	4.242	-	4.893
2029	399	4.364	-	5.376
2030 em diante	3.391	16.056	-	32.114
Parcela registrada contabilmente	5.710	9.100	-	14.254

Em 31 de dezembro de 2024 a companhia possui prejuízos fiscais não utilizados e não reconhecidos como ativo fiscal diferido, conforme a seguir:

	Consolidado	
	Ativos	Passivos
	31.12.2024	31.12.2023
País	25	1.786
Exterior	3.931	3.774
Parcela não registrada contabilmente	3.954	5.560

Os créditos tributários no exterior não registrados são decorrentes de prejuízos fiscais acumulados pelas subsidiárias Petrobras America Inc. e Petrobras de Valores Internacional de Espanha S.L.U., oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos.

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

	Consolidado				
	2026-2029	2030-2032	2033-2035	2036-2038	Sem prazo de prescrição
Créditos tributários não registrados	87	912	1.807	806	319
Total	3.931				

17.1.1. Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Em 31 de dezembro de 2024, a companhia possui tratamentos fiscais incertos provisionados no balanço patrimonial, totalizando R\$ 4.748 (R\$ 1.598 em 2023), relacionados principalmente à dedução de valores pagos na base de cálculo do IRPJ e da CSLL no país, bem como à incidência de Corporate Income Tax (CIT) sobre transações no exterior, relacionados a processos judiciais e administrativos. Adicionalmente, a companhia possui tratamentos fiscais incertos não provisionados no balanço patrimonial, no país e exterior, de tributos sobre o lucro, no montante de R\$ 33.408 (R\$ 33.802 em 2023), relacionados a processos judiciais e administrativos, conforme detalhado na nota explicativa 19.3.

A companhia também possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos de tributos sobre o lucro, no valor de R\$ 26.468 (R\$ 19.668 em 2023), 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, assim entendidos os órgãos que decidem se tratamentos fiscais são aceitáveis de acordo com a legislação tributária, incluindo tribunais judiciais.

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2024, as posições fiscais incertas, no país e no exterior, perfazem o montante de R\$ 64.624 (R\$ 55.068 em 2023), para as quais a Petrobras seguirá defendendo sua posição.

Prática contábil

A companhia apura seus tributos sobre o lucro tributável de acordo com a legislação e as alíquotas vigentes ao final do período 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 previstas na legislação específica de serem aplicáveis no exercício quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo.

O ativo/passivo 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 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).

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.

17.2. Impostos e Contribuições

	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante ⁽¹⁾	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	2.857	2.868	3.709	2.939	5.670	4.997	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido ⁽²⁾	6.460	1.470	12.656	13.923	2.311	1.282	829	684
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	-	-	3.651	3.549	-	-	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	9.345	10.139	539	702
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	1.823	1.317	-	-
Outros	275	279	2.138	1.402	1.046	2.142	496	435
Total no país	9.592	4.617	22.154	21.813	20.195	19.877	1.864	1.821
Impostos no exterior	38	31	147	48	141	291	-	-
Total	9.630	4.648	22.301	21.861	20.336	20.168	1.864	1.821

(1) Os valores de impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outros passivos".

(2) Em 2024, o saldo do ativo circulante aumentou em função de valores de PIS e COFINS diferido reclassificados do ativo não circulante, bem como pelos créditos fiscais provenientes dos débitos incluídos na transação tributária, vide nota explicativa 17.3.

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 destinados a ativos em construção (obras em andamento), uma vez que a legislação fiscal permite o seu aproveitamento somente após a entrada desses ativos em produção, bem como a Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER) de créditos extemporâneos junto à Receita Federal do Brasil (RFB) transmitidos de 2017 até 2024.

No tocante aos Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER), a Companhia vem ajuizando ações judiciais para imprimir celeridade aos processos de análise pela Receita Federal do Brasil, dos quais foram homologados e utilizados nas apurações correntes de 2024 o montante de R\$ 381.

As participações governamentais são compensações financeiras devidas 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, incluindo os valores referentes ao acordo com a ANP para encerramento de processo judicial envolvendo o recálculo de participações governamentais (royalties e participação especial) relativas à produção de petróleo no Campo de Jubarte, nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015.

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. Aquelas relativas à sua empresa incorporada (duas ações oriundas da sua subsidiária Petroquisa) já foram pagas pela União. 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 a respeito de requerimento da União de realização de nova perícia para liquidação dos valores devidos à Petrobras.

17.3. Adesão à Transação Tributária

Em junho de 2024, a Petrobras aderiu ao Edital de Transação PGFN-RFB 6/2024 ("Edital"), emitido pela Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN) e pela RFB, encerrando disputas judiciais sobre contencioso tributário relevante relacionado à incidência de tributos sobre remessas ao exterior, decorrentes da bipartição do negócio jurídico pactuado em um contrato de afretamento de embarcações ou plataformas e outro contrato de prestação de serviços.

O Edital permitiu a regularização de débitos relativos à incidência de CIDE, PIS e COFINS, de 2008 a 2013, no valor atualizado de R\$ 44.957 na data da adesão em 28 de junho de 2024. Maiores informações sobre o saldo do contencioso relacionado à incidência de tributos sobre remessas ao exterior, que inclui a matéria relacionada à CIDE, PIS e COFINS, conforme nota explicativa 19.3 – Processos judiciais e contingências – Processos não provisionados.

A adesão ao Edital trouxe benefícios econômicos para a companhia, uma vez que a manutenção das discussões implicaria em esforço financeiro para oferecimento e manutenção de garantias judiciais relacionadas ao cumprimento do Negócio Jurídico Processual (NPJ) firmado com a PGFN, além de outras custas e despesas processuais.

O edital previa um desconto de 65% sobre o valor total do débito, após a conversão de depósitos judiciais em pagamento definitivo. Desta forma, em 28 de junho de 2024, foi reconhecido passivo de CIDE, PIS e COFINS, referente à adesão ao Edital, no montante de R\$19.849, cuja movimentação, registrada em Impostos e Contribuições, é a seguinte:

	Consolidado
Adesão ao Programa	19.849
Utilização de depósitos judiciais	(6.653)
Utilização de crédito fiscal de controladas	(1.294)
Atualização monetária – Selic	268
Pagamento da entrada na adesão e das parcelas mensais (efeito caixa)	(12.170)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-

Como parte dessa transação tributária está relacionada a projetos em que a companhia atua em parceria nos consórcios de E&P, a Petrobras negociou com os parceiros para ressarcimento da parcela correspondente às suas respectivas participações no montante de R\$ 2.581, reconhecidos e recebidos no período findo em 31 de dezembro de 2024.

Efeitos da transação no resultado do período

	Consolidado
Principal e multas	8.840
Atualização monetária e juros na adesão	11.009
Total da adesão tributária	19.849
Crédito fiscal de PIS e COFINS ⁽¹⁾	(2.899)
Crédito fiscal de controladas	(1.294)
Despesas de atualização de depósitos judiciais, tributos sobre créditos fiscais e outras	1.571
Imposto de renda e contribuição social ⁽²⁾	(5.025)
Efeito antes do ressarcimento de parceiros em joint ventures	12.202
Ressarcimentos aprovados até 31 de dezembro de 2024 por parceiros em joint ventures	(2.581)
Imposto de renda e contribuição social ⁽²⁾	769
Efeito total no resultado	10.390
Despesa tributária	3.595
Resultado financeiro líquido	11.051
Imposto de renda e contribuição social	(4.256)
Efeito total no resultado	10.390

(1) Créditos provenientes dos débitos incluídos na transação tributária após descontos, conforme previsto no Edital, registrados no ativo circulante e utilizados nas apurações das respectivas contribuições dos meses de janeiro e fevereiro de 2025.

(2) Efeito fiscal decorrente da transação tributária.

17.4. Tributação Mínima Global (Pillar II)

Em dezembro de 2021, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) divulgou as regras modelo do Pilar II para garantir que as empresas multinacionais com receita anual consolidada do grupo superior a 750 milhões de euros paguem um imposto mínimo de 15% sobre a renda em cada jurisdição (Imposto Mínimo Global).

O Pilar II prevê que, se a entidade controladora estiver localizada em uma jurisdição que não implementou esse conjunto de regras, esse imposto será cobrado da próxima entidade na estrutura organizacional (entidade controladora intermediária) localizada em uma jurisdição que o tenha implementado, seguindo uma abordagem de cima para baixo.

A Holanda e Espanha promulgaram nova legislação tributária para implementar as regras do Pilar II, com vigência a partir de janeiro de 2024. Cingapura também a implementou, com vigência a partir de janeiro de 2025.

O Brasil implementou o Imposto Adicional Doméstico, em janeiro de 2025, conhecido como "adicional à CSLL", aplicável apenas a empresas brasileiras. A Petrobras está em processo de avaliação se há alguma exposição decorrente desta legislação e espera concluir a avaliação durante o ano de 2025.

Considerando que, em 2024, o Brasil não havia implementado nenhuma legislação tributária relativa ao imposto adicional, e seguindo a abordagem de cima pra baixo, a Petrobras estava sujeita ao imposto adicional por meio da sua controlada Petrosbras International Braspetro B.V. (PIBBV), sediada na Holanda. Assim, em 2024, uma despesa de R\$ 551 (US\$ 94 milhões) foi reconhecida como imposto de renda, relacionada à jurisdição da Holanda, onde a alíquota efetiva de imposto não atingiu o limite mínimo de 15% previsto para a legislação do Pilar II. Nenhuma obrigação tributária relevante é esperada nas outras jurisdições onde a PIBBV tem investimentos (inclusive Espanha).

A companhia aplicou uma isenção temporária para contabilização dos tributos sobre o lucro diferidos em relação os impactos do imposto adicional, conforme permitido pelas emendas da IAS 12 – Tributos sobre o lucro. Assim, o imposto adicional é contabilizado como uma despesa corrente quando incorrido, sem reconhecer ativos ou passivos fiscais diferidos relacionados ao Pilar II.

18. 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Passivo				
Benefícios de curto prazo	9.395	9.615	8.264	8.682
Benefícios rescisórios	447	692	447	692
Benefícios pós-emprego	70.577	79.308	69.227	77.909
Total	80.419	89.615	77.938	87.283
Circulante	14.337	14.194	13.222	13.274
Não Circulante	66.082	75.421	64.716	74.009
Total	80.419	89.615	77.938	87.283

18.1. Benefícios de Curto Prazo

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Participação nos lucros ou resultados	2.379	2.931	2.308	2.891
Programa de prêmio por desempenho	2.161	2.246	1.621	1.820
Provisão de férias	3.215	2.780	2.875	2.496
Salários, encargos e outras provisões	1.640	1.658	1.460	1.475
Total	9.395	9.615	8.264	8.682
Circulante	9.203	9.412	8.088	8.492
Não circulante ⁽¹⁾	192	203	176	190
Total	9.395	9.615	8.264	8.682

(1) Refere-se ao saldo do diferimento por 4 anos da parcela do programa de remuneração variável dos administradores e dos gestores executivos.

A companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Custeio/Despesas na demonstração de resultado				
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	(19.619)	(17.336)	(17.460)	(15.475)
Honorários e encargos de Administradores	(76)	(69)	(40)	(40)
Programas de remuneração variável ⁽¹⁾	(4.935)	(5.020)	(4.298)	(4.558)
Programa de prêmio por desempenho - PRD ⁽²⁾	(2.548)	(2.096)	(2.032)	(1.673)
Participações nos lucros ou resultados - PLR ⁽²⁾	(2.387)	(2.924)	(2.266)	(2.885)
Total	(24.630)	(22.425)	(21.798)	(20.073)

(1) Inclui complemento/reversão de programas anteriores.

(2) Valor reconhecido como Outras receitas (despesas) operacionais líquidas - nota explicativa 11.

18.1.1. Programas de remuneração variável

A companhia reconhece a contribuição dos empregados para os resultados alcançados, por meio de dois programas: a) Participação nos lucros e resultados; e b) Prêmio por desempenho.

O montante estabelecido para a remuneração variável de 2024 está limitado a 5% do EBITDA ajustado.

Participação nos lucros ou resultados – PLR

A Participação nos lucros ou resultados (PLR) é um mecanismo de remuneração variável que visa compartilhar os resultados da Companhia com seus colaboradores. A partir de 2023, a PLR passou a ser a principal prática de remuneração variável da companhia, abrangendo também os ocupantes de função gratificada, e prever limites individuais de acordo com a remuneração dos participantes.

A PLR, aprovada pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) do Governo Federal, é regida por um regimento que inclui critérios como gatilhos e limites para pagamento tais como:

- Declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração (CA);

- Apuração de lucro líquido no exercício de referência e atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80%; e



- O valor total para pagamento da PLR está limitado a 6,25% do lucro líquido ou 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas da Petrobras no exercício, o que for menor. Em 2024, esse limite foi de 6,19% do lucro líquido conforme o percentual médio de atingimento das metas.

No exercício de 2024, a Petrobras:

- Pagou o valor de R\$ 2.939 (R\$ 2.849 na controladora) referente a PLR, considerando o regramento e os limites individuais de acordo com a remuneração de cada empregado; e
- Provisionou o valor de R\$ 2.387 (R\$ 2.925 em 2023), registrado em outras despesas operacionais. Na controladora, a provisão foi de R\$ 2.266 (R\$ 2.885 em 2023).

Programa de prêmio por desempenho - PRD

O Programa prêmio por desempenho (PRD) tem como objetivo reconhecer o esforço e o desempenho individual de cada empregado para o alcance dos resultados da Petrobras. O prêmio de cada empregado é definido pelo atingimento de métricas de topo – Delta Valor Petrobras (VALOR), Índice de Atendimento às Metas de Gases de Efeito Estufa (IAGEE) e Indicador de Compromisso com o Meio Ambiente (ICMA), além das metas específicas, que incluem a nota de desempenho (GD) para todos os empregados, exceto gerentes executivos e equivalentes, que têm como base o scorecard (métricas) de sua respectiva área.

O PRD é acionado mediante a declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração (CA), e a obtenção de lucro líquido no exercício. O montante total utilizado para pagamento a todos os participantes é limitado a um percentual do Lucro Líquido e/ou do EBITDA. Este programa foi revisado em 2023, em substituição ao Prêmio por Performance (PPP), sendo complementar a Participação nos Lucros e Resultados (PLR).

No exercício de 2024, a Petrobras:

- Pagou o valor de R\$ 2.633 (R\$ 2.231 na controladora) referente aos programas de prêmio, considerando o cumprimento de métricas de desempenho da companhia e o desempenho individual dos empregados, sendo R\$ 2.106 (R\$ 1.709 na controladora) referente aos programas anteriores PPP e PRD e R\$ 527 (R\$ 522 na controladora) como adiantamento realizado em dezembro do PRD de 2024; e
- Provisionou o valor de R\$ 2.548 (R\$ 2.096 em 2023), registrado em outras despesas operacionais, incluindo o programa de prêmio vigente da Petrobras e dos demais programas das empresas consolidadas. Na controladora, a provisão foi de R\$ 2.032 (R\$ 1.673 em 2023).

Prática contábil

As provisões dos programas de remuneração variável (PLR e PRD) 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.

18.2. Benefícios rescisórios

São aqueles fornecidos pela rescisão do contrato de trabalho como resultado de: i) decisão da entidade 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.

Programa de Desligamento Voluntário

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

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.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de R\$ 447 (R\$ 692 em 2023) corresponde a 743 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2027, além da segunda parcela de 23 empregados desligados.

18.3. 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Passivo				
Plano de saúde - AMS Saúde Petrobras	46.433	46.772	45.214	45.516
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	14.175	20.437	14.175	20.437
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	4.824	6.479	4.824	6.479
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	2.444	2.513	2.444	2.513
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	2.345	2.234	2.345	2.234
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	356	873	225	730
Total	70.577	79.308	69.227	77.909
Circulante	5.001	4.392	5.001	4.392
Não circulante	65.576	74.916	64.226	73.517

18.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Plano de Saúde

O Plano de saúde, nomeado AMS (Saúde Petrobras), é administrado e operado pela Associação Petrobras da Saúde (APS), associação civil sem fins lucrativos, e inclui programas de prevenção e assistência à saúde. O plano oferece assistência à saúde a todos os empregados atuais, aposentados, pensionistas e grupo familiar elegível, de acordo com os critérios definidos no regulamento e no acordo coletivo de trabalho (ACT), e está aberto a novos empregados.

O plano é patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG e Termobahia, e está exposto principalmente ao risco de aumento dos custos médicos devido à inflação, novas tecnologias, novos tipos de coberturas e a um maior nível de utilização dos 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, aposentados e pensionistas realizam contribuições fixas mensais para cobertura de procedimentos de grande risco e contribuições variáveis referentes ao custo dos demais procedimentos médicos e odontológicos, ambas com base nas tabelas de contribuição do plano, que são definidas a partir de parâmetros, como o salário e faixas de idade. O plano contempla também o auxílio na compra de alguns medicamentos mediante reembolso ou aquisição e entrega em domicílio, com coparticipação dos beneficiários.

O pagamento do custo assistencial é efetuado pela companhia com base na utilização dos beneficiários. A participação financeira da companhia e dos beneficiários nas despesas é estabelecida no regulamento e no ACT, sendo, até 31 de março de 2024, 60% pela companhia e 40% pelos participantes.

A cláusula 37 – parágrafo 2º do ACT previa que, caso as Resoluções CGPAR nº 42/2022 e nº 49/2023 viessem a ser revogadas ou alteradas, viabilizando ajustes na relação de custeio dos planos de saúde, a companhia e as entidades sindicais discutiriam uma nova relação de custeio, de modo a causar menor impacto na remuneração/provento de seus beneficiários (responsáveis financeiros), conforme a relação de custeio historicamente adotada pela Petrobras.

Em 26 de abril de 2024, as Resoluções CGPAR nº 42/2022 e nº 49/2023 foram revogadas por intermédio da Resolução CGPAR nº 52/2024, razão pela qual a companhia e as entidades sindicais acordaram, em junho de 2024, via aditivo ao acordo coletivo de trabalho vigente, retomar a relação de custeio do plano de saúde historicamente praticada, de 70% para a Petrobras e 30% para os beneficiários, com vigência desde abril de 2024. Em função dessa alteração, a companhia realizou uma revisão intermediária no passivo atuarial do plano de saúde.

Revisão intermediária do plano de saúde

A revisão intermediária do benefício pós-emprego no 2º trimestre de 2024 resultou num aumento do passivo de R\$ 127, em contrapartida de: (i) R\$ 6.955 de despesa no resultado pelo custo do serviço passado decorrente da alteração do benefício; e (ii) R\$ 6.828 de ganho em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido, pela revisão das premissas atuariais, principalmente pelo aumento da taxa real de desconto aplicada sobre o passivo do plano de 5,45% para 6,48% (de 31 de dezembro de 2023 e 30 de junho de 2024, respectivamente) e pela redução da variação dos custos médicos hospitalares – VCMH de 13,11% para 12,70% (de 31 de dezembro de 2023 e 30 de junho de 2024, respectivamente).

As demais premissas atuariais utilizadas para a realização da avaliação atuarial intermediária no 2º trimestre de 2024, comparadas com as adotadas na avaliação atuarial de dezembro de 2023, não sofreram atualizações.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2024, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado no quadro (a) do item 18.3.2 – 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.

A obrigação líquida com planos de pensão registrada pela companhia é calculada conforme os requerimentos de IFRS, que adota uma metodologia de reconhecimento distinta daquela utilizada pelos fundos de pensão no Brasil, que são regulados pelo CNPC.

As principais diferenças entre as práticas contábeis da companhia (IFRS) e do fundo de pensão (CNPC) incluem: no critério CNPC, a Petros considera o fluxo futuro das contribuições normais e extraordinárias patronais, descontado a valor presente, enquanto que a companhia só considera esses fluxos na medida em que são realizados. Além disso, a Petros define a taxa real de juros com base nas expectativas de rentabilidade e nos parâmetros da Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC), enquanto a companhia utiliza uma taxa que combina o perfil de maturidade das obrigações com a curva de retorno de títulos do governo. Em relação ao ativo garantidor, os títulos públicos na Petros são marcados a mercado ou na curva, enquanto que na companhia são marcados todos a valor de mercado.

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.

Os planos PPSP-R, PPSP-R Pré-70, PPSP-NR, PPSP-NR Pré-70 e Plano Petros 3 são patrocinados pela Petrobras. O Plano Petros 2 é patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG, Termobahia e Termomacacé.

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. Em 1º 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 provenientes de novos concursos ou 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.



	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP2	PP3
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 de benefício definido (vitalício) 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 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.
Plano de equacionamento de Déficit – PED (1)	Implementação do PED do exercício de 2021 com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/23, após manifestação favorável da SEST, ocorrida em 17 de março de 2023.	N/A	Implementação do PED do exercício de 2022 com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/24, após manifestação favorável da SEST, ocorrida em 09 de abril de 2024.	N/A	N/A	N/A
Instrumento Particular de Confissão de Dívida [PED 2015] – referente às contribuições extraordinárias patronais não realizadas anteriormente por causa de liminares judiciais (1)	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 552 em 31/12/2024.	N/A	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 196 em 31/12/2024.	N/A	N/A	N/A
Termo de Compromisso Financeiro - TCF (acordos de dívida) assumido pela companhia para fazer face aos déficits dos planos (1)	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 578 em 31/12/2024.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 2.944 em 31/12/2024.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 2.541 em 31/12/2024.	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.					

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

Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2024, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 18.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

18.3.2. 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), que diverge das práticas contábeis e atuariais adotadas pelos fundos de pensão regulados pelo CNPC.

Em 31 de dezembro de 2024, a redução do passivo atuarial com planos de benefícios pós-emprego refere-se, basicamente, ao ganho atuarial de R\$ 19.111, reconhecido no patrimônio líquido, com a remensuração do passivo decorrente das variações de premissas atuariais entre 2024 e 2023, principalmente pela variação da taxa real de desconto aplicada sobre os passivos dos planos, compensada, em parte, pelo retorno, em função da marcação a mercado, dos ativos garantidores e pela variação dos custos médicos hospitalares – VCMH, além do reconhecimento no resultado da despesa de R\$ 6.955 pelo custo do serviço passado, decorrente da revisão intermediária do plano de saúde no 2º trimestre de 2024.

Informações sobre as variações das principais premissas aplicadas à revisão atuarial estão dispostas no quadro da nota 18.3.6 – 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 2024				
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	61.875	20.015	5.407	46.433	133.730
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(45.256)	(12.846)	(5.051)	-	(63.153)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	16.619	7.169	356	46.433	70.577
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	22.950	8.713	873	46.772	79.308
Reconhecido no resultado - custo e despesas	2.133	810	80	12.765	15.788
Custo do serviço passado (2)	-	-	-	6.955	6.955
Custo do serviço corrente	38	10	2	1.065	1.115
Custo dos juros líquidos	2.095	800	78	4.745	7.718
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(6.416)	(1.707)	(522)	(10.466)	(19.111)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais (2)	(6.416)	(1.707)	(522)	(10.466)	(19.111)
Efeito caixa	(2.048)	(647)	(75)	(2.638)	(5.408)
Pagamento de contribuições	(1.898)	(571)	(75)	(2.638)	(5.182)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(150)	(76)	-	-	(226)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	16.619	7.169	356	46.433	70.577

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.
(2) Inclui a revisão Intermediária no plano de saúde com alteração de benefícios.

	Consolidado 2023				
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	72.337	23.271	6.564	46.772	148.944
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(49.387)	(14.558)	(5.691)	-	(69.636)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	22.950	8.713	873	46.772	79.308
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	20.297	7.198	850	30.330	58.675
Reconhecido no resultado - custo e despesas	2.442	843	153	4.257	7.695
Custo do serviço corrente	55	12	52	720	839
Custo dos juros líquidos	2.387	831	101	3.537	6.856
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	2.128	1.244	(71)	14.251	17.552
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais (2)	2.128	1.244	(71)	14.251	17.552
Efeito caixa	(1.918)	(573)	(60)	(2.066)	(4.617)
Pagamento de contribuições	(1.777)	(512)	(60)	(2.066)	(4.415)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(141)	(61)	-	-	(202)
Outros movimentos	1	1	1	-	3
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	22.950	8.713	873	46.772	79.308

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70
(2) Inclui o complemento de R\$ 570 referente ao exercício de 2022.

b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

	Consolidado 2024				
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Movimentação					
Valor presente das obrigações no início do exercício	72.337	23.271	6.564	46.772	148.944
Reconhecido no resultado	6.669	2.133	611	12.765	22.178
Custo dos juros	6.631	2.123	609	4.745	14.108
Custo do serviço	38	10	2	8.020	8.070
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(11.876)	(5.510)	(1.428)	(10.466)	(27.280)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(50)	93	1.156	(2.612)	(1.413)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	44	7	51
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(11.826)	(3.603)	(2.628)	(7.861)	(25.918)
Outros	(5.255)	(1.879)	(340)	(2.638)	(10.112)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.384)	(1.908)	(427)	(2.638)	(10.357)
Contribuições de participantes	129	29	87	-	245
Valor presente das obrigações no fim do exercício	61.875	20.015	5.407	46.433	133.730

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





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

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



	Consolidado 2023				
	Planos de pensão			Plano de saúde	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Movimentação					
Valor presente das obrigações no início do exercício	66.635	21.489	5.750	30.330	124.204
Reconhecido no resultado	7.771	2.468	716	4.257	15.212
Custo dos juros	7.716	2.456	664	3.537	14.373
Custo do serviço	55	12	52	720	839
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	3.623	1.346	355	14.251	19.575
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (2)	(1.560)	(526)	(465)	264	(2.287)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	4.563	393	(3)	625	5.578
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras (2)	620	1.479	823	13.362	16.284
Outros	(5.692)	(2.032)	(257)	(2.066)	(10.047)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.819)	(2.061)	(305)	(2.066)	(10.251)
Contribuições de participantes	126	28	47	-	201
Outros	1	1	1	-	3
Valor presente das obrigações no fim do exercício	72.337	23.271	6.564	46.772	148.944

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.
(2) Inclui o complemento de R\$ 570 referente ao exercício de 2022.

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 2024				
	Planos de pensão			Plano de saúde	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Movimentação					
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	49.387	14.558	5.691	-	69.636
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	4.536	1.323	531	-	6.390
Receita de juros	4.536	1.323	531	-	6.390
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(5.460)	(1.803)	(906)	-	(8.169)
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	(5.460)	(1.803)	(906)	-	(8.169)
Efeito caixa	2.048	647	75	2.638	5.408
Contribuições pagas pela companhia	1.898	571	75	2.638	5.182
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	150	76	-	-	226
Outros movimentos	(5.255)	(1.879)	(340)	(2.638)	(10.112)
Contribuições de participantes	129	29	87	-	245
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.384)	(1.908)	(427)	(2.638)	(10.357)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	45.256	12.846	5.051	-	63.153

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

	Consolidado 2023				
	Planos de pensão			Plano de saúde	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Movimentação					
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	46.338	14.291	4.900	-	65.529
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	5.329	1.625	563	-	7.517
Receita de juros	5.329	1.625	563	-	7.517
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	1.495	102	426	-	2.023
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	1.495	102	426	-	2.023
Efeito caixa	1.918	573	60	2.066	4.617
Contribuições pagas pela companhia	1.777	512	60	2.066	4.415
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	141	61	-	-	202
Outros movimentos	(5.693)	(2.033)	(258)	(2.066)	(10.050)
Contribuições de participantes	126	28	47	-	201
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.819)	(2.061)	(305)	(2.066)	(10.251)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	49.387	14.558	5.691	-	69.636

(1) 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.

Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

Categorias dos ativos dos planos	Consolidado 2024					Consolidado 2023		
	Preços cotados em mercado		Preços não cotados em mercado		Valor justo total	%	Valor justo total	%
	ativo	ativo	ativo	ativo				
Recebíveis	-	5.908	5.908	9%	7.096	10%		
Renda fixa	11.022	38.084	49.106	78%	52.815	76%		
Títulos públicos	34	38.069	38.103		45,747			
Fundos de renda fixa	7.194	-	7.194		3.804			
Outros investimentos	3.794	15	3.809		3.264			
Renda variável	2.007	954	2.961	5%	4.574	6%		
Ações à vista	2.007	-	2.007		3.556			
Outros investimentos	-	954	954		1.018			
Investimentos Estruturados	934	135	1.069	2%	1.047	2%		
Imóveis	-	2.590	2.590	4%	2.621	4%		
	13.963	47.671	61.634	98%	68.153	98%		
Empréstimos a participantes	-	1.519	1.519	2%	1.483	2%		
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	13.963	49.190	63.153	100%	69.636	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 2024, os investimentos incluem ações ordinárias, no valor de R\$ 4, todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 118, pagos no ano.

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

	Consolidado 2023				
	Planos de pensão			Plano de Saúde	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	(170)	(38)	(20)	(3.733)	(3.961)
Relativa aos inativos (outras despesas operacionais)	(1.963)	(772)	(60)	(9.032)	(11.827)
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2024	(2.133)	(810)	(80)	(12.765)	(15.788)
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2023	(2.442)	(843)	(153)	(4.257)	(7.695)

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

18.3.3. Contribuições

No exercício de 2024, a companhia contribuiu com o total de R\$ 5.408 (R\$ 4.617 no exercício de 2023) para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 18.3.2. Adicionalmente, contribuiu com R\$ 1.297 (R\$ 1.159 no exercício de 2023) para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e R\$ 10 (R\$ 9 no exercício de 2023) do plano PP3, que foram reconhecidas em custeio e resultado do exercício.

As contribuições esperadas dos planos PPSP-R, PPSP-NR, PPSP R pré-70, PPSP-NR pré-70 e parcela de risco do PP2, para 2025, somam R\$ 2.673. A parcela de contribuição definida do Plano Petros 2 soma R\$ 1.439.

18.3.4. 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 2024.

	2024					2023	
	Plano de pensão		Plano de Saúde		Total	Total	
Perfil de vencimento do valor presente das obrigações	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras			
Até 1 ano	5.639	1.939	441	2.362	10.381	5.249	
De 1 a 5 anos	23.652	7.558	1.771	11.820	44.801	43.356	
De 6 a 10 anos	15.549	4.764	1.192	10.606	32.111	33.741	
De 11 a 15 anos	9.867	2.857	780	8.005	21.489	24.741	
Acima de 15 anos	7.168	2.917	1.223	13.640	24.948	41.857	
Total	61.875	20.015	5.407	46.433	133.730	148.944	

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

18.3.5. 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	9,71 Anos.	6,52 Anos.	9,51 Anos.	6,45 Anos.

18.3.6. 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:

	Planos de pensão				Plano de saúde	
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	AMS - Saúde Petrobras
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	12,95%	12,95%	13,07%	13,07%	12,95%	12,93%
Taxa real de desconto	7,48%	7,48%	7,59%	7,59%	7,48%	7,46%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	6,16%	6,15%	n/a	6,15%	8,72%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,69% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, desgravada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposentadoria. Assistidos: Experiência Petros 2016
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Experiência Invalidez PP-2 2022
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	MI-85, masculina, desgravada em 10%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens 56,36 Mulheres 55,42	Homens 57,71 Mulheres 55,88	Homens 56,36 Mulheres 55,42	Homens 57,71 Mulheres 55,88	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 60	Homens 56,86 Mulheres 55,75

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 5,09% para 2025 e atingindo 3,25% de 2029 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.

	Planos de pensão					Plano de saúde	
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	AMS - Saúde Petrobras	
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	9,53%	9,52%	9,46%	9,46%	9,56%	9,56%	
Taxa real de desconto	5,42%	5,41%	5,35%	5,35%	5,45%	5,45%	
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	4,89%	4,63%	4,89%	4,63%	7,07%	n/a	
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,11% a 3,75% a.a.	
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, desgravada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposentadoria. Assistidos: Experiência Petros 2016	
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, desgravada em 30%	AT-49, masculina	
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 60	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,90% para 2024 e atingindo 3,75% de 2031 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.

18.3.7. 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 dos custos médicos e hospitalares está estabelecido conforme abaixo:

	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(6.473)	7.240	(4.471)	5.378	5.641	(4.716)
Custo do serviço e juros	(74)	37	(317)	378	929	(391)

Prática contábil

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria bem como os de assistência médica são provisionadas com base em cálculos atuariais elaborados anualmente por atuários independentes, de acordo com o método de crédito unitário projetado, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

O método de crédito unitário projetado 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.

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.

19. Processos judiciais e contingências

19.1. Provisão para processos judiciais e administrativos

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, incluindo glosa de créditos de PIS/COFINS; e (iii) não recolhimento de contribuições previdenciárias sobre abonos e gratificações.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) ações coletivas e individuais que discutem temas afetos a planos de previdência complementar geridos pela Petros; e (iii) processos administrativos e judiciais discutindo multas aplicadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em especial as relativas a sistemas de medição de produção.
- Processos ambientais, em especial: (i) multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; (ii) multas relativas à operação offshore da companhia; e (iii) ação civil pública por vazamento de petróleo em 2004 no Parque Estadual da Serra do Mar/SP.



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

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Processos trabalhistas	3.937	3.902	3.665	3.561
Processos fiscais	2.474	2.633	2.315	2.483
Processos cíveis	9.936	7.813	9.400	7.512
Processos ambientais	1.196	1.652	1.071	1.299
Total	17.543	16.000	16.451	14.855

	2024	2023	2024	2023
Saldo inicial	16.000	15.703	14.855	14.609
Adição, líquida de reversão	2.556	1.967	2.309	1.701
Utilização	(3.997)	(3.525)	(3.522)	(3.221)
Atualização	2.904	1.875	2.809	1.766
Outros	80	(20)	-	-
Saldo final	17.543	16.000	16.451	14.855

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, 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 da saída de recursos.

Em 2024, o acréscimo no passivo decorre, principalmente, das alterações ocorridas nos litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais no fornecimento de bens e serviços no total de R\$ 2.011.

19.2. 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:

Ativo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais	50.694	51.350	50.519	51.205
Trabalhistas	4.812	4.739	4.588	4.512
Cíveis	16.680	14.411	16.653	14.394
Ambientais e outros	559	890	522	857
Total	72.745	71.390	72.282	70.968

	2024	2023	2024	2023
Saldo inicial	71.390	57.671	70.968	57.239
Adição, líquido de reversão	5.358	8.663	5.093	8.623
Utilização ⁽¹⁾	(8.031)	(738)	(7.786)	(662)
Atualização financeira	3.981	5.830	3.962	5.803
Outros	47	(36)	45	(35)
Saldo final	72.745	71.390	72.282	70.968

(1) Em 2024, inclui R\$ 6.653 referente aos valores nominais dos depósitos utilizados na adesão à transação tributária sobre incidência da CIDE, do PIS e da Cofins sobre as remessas no exterior sobre contrato de arfretamento de embarcações ou plataformas, conforme detalhada na nota explicativa 17.

Em 2024, a companhia realizou depósitos judiciais líquidos de reversão no montante de R\$ 5.358, com destaque para os depósitos e a natureza das contingências vinculadas:

- R\$ 2.059 referentes a valores de participação governamental relacionados à unificação de campos de produção (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça);
- R\$ 1.620 referentes à incidência de PIS e COFINS sobre programas de anistias tributárias;
- R\$ 1.239 referentes à incidência de CIDE, PIS e COFINS relacionados a arfretamento de plataformas; e
- R\$ 1.389 referentes a diversos depósitos de natureza tributária.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por R\$ 638 referentes ao resgate dos depósitos judiciais sobre o recálculo das participações governamentais (royalties e participação especial) relativas à produção de petróleo no campo de Jubarte.

A companhia mantém Negócio Jurídico Processual (NJP) celebrado com a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN), com o objetivo de postergar a realização de depósitos judiciais, relacionados a processos tributários federais, com valores superiores a R\$ 200, viabilizando a discussão judicial sem a necessidade de desembolso financeiro imediato.

Para isso, a companhia oferece capacidade de produção dos campos de Tupi, Sapinhoá e/ou Roncador. À medida que os depósitos judiciais venham a ser realizados, a referida capacidade de produção é liberada para outros processos que venham a integrar o NJP.

A companhia entende que o referido NJP permite maior previsibilidade de caixa e assegura a manutenção da regularidade fiscal federal. Em 31 de dezembro de 2024, a capacidade de produção compromissada no NJP totalizava R\$ 13.362 (R\$ 38.714 em 31 de dezembro de 2023), cuja redução se deve à adesão pela companhia à transação tributária em junho de 2024.

19.3. Processos judiciais e administrativos 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 2024, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais	132.970	180.040		
Trabalhistas	40.034	49.138		
Cíveis	67.559	55.458		
Ambientais e outros	8.038	6.910		
Total	248.601	291.546		

19.3.1. 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	2024		Estimativa 2023	
	2024	Estimativa 2023	2024	Estimativa 2023
Autor: Receita Federal do Brasil.				
1) 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. Em 2024, houve redução de multa de ofício e acréscimo da inscrição em dívida ativa em um dos processos.	21.164	20.625		
2) Glosa de créditos e dedução da base de cálculo de PIS e COFINS, incluindo contratos de <i>ship or pay</i> e arfretamentos de aeronaves e embarcações.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, à adequação do assunto "PIS/COFINS - Glosa de créditos" e ao recebimento de novo auto de infração.	17.880	6.633		
3) 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 arfretamentos 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 redução do valor em 2024 ocorreu em razão do pagamento dos processos que tratavam de CIDE e PIS/COFINS Importação, após adesão ao edital de transação tributária PGFN-RFB 6/2024, detalhada na nota explicativa 17.3 (Adesão à Transação Tributária). O valor remanescente do assunto se refere à incidência de IRRF, discussão ainda em andamento em um processo.	10.539	55.234		
4) Cobrança de IRPJ e CSLL - Preço de transferência - Contratos de arfretamento.				
Situação atual: Os processos estão em fase administrativa. Há duas decisões, uma favorável e outra desfavorável à Petrobras em primeira instância. Aguarda-se julgamento dos recursos da companhia e da União Federal. Em 2024, a companhia recebeu novo auto de infração, referente ao ano calendário de 2019. O acréscimo de valor foi compensado por decisão favorável à Petrobras, no processo referente ao ano calendário de 2017, proferida pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), que se tornou definitiva.	7.477	6.867		
5) Cobrança de PIS/COFINS - Incidências sobre Anistias.				
Situação atual: Cobrança de contribuições sociais para o Programa de Integração Social (PIS) e para a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), decorrentes da transação tributária prevista no artigo 3º da Lei 13.586/2017. Os Embargos à Execução estão em fase de produção de prova pericial. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, atualização monetária e recebimento de um novo auto de infração.	6.990	6.116		
6) 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. Em 2024, o acréscimo se deu, em especial, em razão do recebimento de novos autos de infração e inscrição em dívida ativa em um dos processos.	6.750	5.149		
7) IRPJ e CSLL Ganho de Capital na alienação e amortização de ação na aquisição de participações societárias.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas.	2.965	2.798		
8) 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.	2.698	2.632		
9) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. A redução de valor, em 2024, se deu, em especial, pela transferência de valores para o assunto "Glosa de créditos e dedução da base de cálculo de PIS e COFINS".	2.411	8.793		
10) 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 judiciais diversas. Em 2024, em função de decisão judicial, houve reclassificação parcial da expectativa de perda.	1.786	3.498		
11) Incidência de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras - Importação de embarcações por meio do Regime Aduaneiro Especial do Repetor.				
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, a redução se refere à reclassificação da expectativa de perda em alguns processos.	1.457	1.949		
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.				
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.391	1.320		
13) Contribuição Previdenciária Adicional para custeio de aposentadoria especial de empregados supostamente expostos a agentes nocivos.				
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, o acréscimo ocorreu, em especial, pela reclassificação de assunto em um processo.	1.025	811		
14) Cobrança de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras incluindo a Petrobras como responsável solidária.				
Situação atual: Aguarda-se julgamento de recurso da União, no CARF, em fase de decisão administrativa de 1ª instância favorável à companhia. Em 2024, houve a reclassificação da expectativa de perda do processo.	-	13.905		

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.				
15) Cobrança e credimento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações arfretadas.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	2.653	2.488		
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ e BA.				
16) 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. Em 2024, ocorreu a reclassificação de expectativa para remota em um processo, em virtude de decisão judicial.	603	4.650		
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do PE e RJ.				
17) ICMS - Importação exigido pelos estados.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.				
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de RJ, AM, PA, BA, MA, SP, RO, PE e RS.				
18) 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. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de novo auto de infração, compensado com redução relativa à adesão à programa de anistia do estado de Pernambuco.	6.551	6.087		
Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE e MT.				
19) 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.	5.390	4.972		
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de RJ, BA, PB, SE, SP, ES, CE e PE.				
20) 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 credimento do imposto.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.945	1.810		
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, RJ, AM, BA, PA, PE, SP, PB e AL.				
21) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.627	4.419		
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.				
22) 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: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.512	1.446		
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, PR e CE.				
23) 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. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, à reclassificação de expectativa de perda em um processo.	3.188	2.790		
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, ES e GO.				
24) Apropriação de crédito de ICMS - Monofasia incidente na aquisição de mercadorias				
Situação atual: Os novos autos de infração, recebidos em 2024, estão em fase administrativa, aguardando julgamento de primeira instância.	3.929	-		
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, CE e PB.				
25) Cobrança de ICMS relativos a Fundos Estaduais.				
Situação atual: Os processos se encontram em fases judiciais diversas. Em 2024, o acréscimo ocorreu em razão do ajuizamento de ações anulatórias pela companhia em virtude do recebimento de diversas notas de lançamento, especialmente no estado do Rio de Janeiro.	3.368	954		
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do AC, PA, AM, MA, BA, PB, PE, SE, TO, GO, MT, RJ, SP, SC e PR.				
26) ICMS - Substituição Tributária exigida pelos estados.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.166	1.079		
Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis/RJ.				
27) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.	1.632	1.505		
Autor: Prefeituras Municipais diversas.				
28) Retenção de imposto sobre Serviço em contratações de serviços.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.243	1.232		
29) Processos diversos de natureza fiscal.	8.782	8.560		
Total de processos de natureza fiscal	132.970	180.040		

Descrição dos processos de natureza trabalhista

Autor: Empregados e Sindicatos representantes dos Empregados (SINDIPETROS).

	2024		Estimativa 2023	
1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR).				
Situação atual: O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da companhia, reconheceu em março de 2024 que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes, revertendo a decisão do Tribunal Superior do Trabalho (TST) que havia estabelecido critério diverso e firmado entendimento parcialmente contrário à companhia. Como existiam várias ações judiciais em diversas fases processuais, a empresa acompanha a tramitação dos respectivos processos e promove os ajustes necessários nos valores e expectativas desse contencioso de acordo com as decisões que aplicam o precedente do STF. Em 2024, a redução se refere, em especial, a baixas de valores e transferências para perda remota decorrentes de decisões favoráveis à Petrobras que aplicaram o precedente do STF.	30.553	40.485		
2) Processos diversos de natureza trabalhista.	9.481	8.653		
Total de processos de natureza trabalhista	40.034	49.138		

Descrição dos processos de natureza cível

Autor: Diversos fornecedores de bens e prestadores de serviços.

	2024		Estimativa 2023	
1) 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 2024, houve aumento de valor, em especial, em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	20.552	17.171		
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 Baína e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça, gerando assim impactos no recolhimento de participação especial (PE).				
Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo. Em 2024, houve aumento do valor, em razão dos depósitos judiciais que foram realizados pela Petrobras:				
a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de participação especial 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 suspensão da arbitragem foi revertida pelo Consórcio BM-S-11 no Superior Tribunal de Justiça, de modo que a arbitragem retomou seu trâmite.				
b) Baína e Piracaba: a decisão que mantinha a suspensão da arbitragem foi revogada, estando o procedimento arbitral em curso;				
c) Tartaruga Verde e Mestiça: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvérsos, que continuam ocorrendo. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu, até o momento, pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem;				
d) Berbigão e Sururu: houve decisão da ANP em 24 de janeiro de 2025 determinando a unificação dos campos de Berbigão e Sururu, localizados na concessão BM-S-11A, no pré-sal da Bacia de Santos, operado pela Petrobras com 42,5% de participação. A decisão resulta no reporte da produção dos campos de Berbigão e Sururu em um único campo, majorando a alíquota aplicada no correspondente recolhimento de Participação Especial referente ao campo unificado, de forma retroativa à data de início da produção. Na mesma decisão, foi determinado que a Superintendência de Participações Governamentais da ANP apurasse o valor de Participações Governamentais considerando os campos unificados. A companhia ainda não recebeu a nota de lançamento com a cobrança da ANP.	16.634	10.870		
Autor: Federações e Sindicatos, empregados e assistidos da Petros.				
3) Ações coletivas e individuais que discutem temas afetos a planos de previdência complementar geridos pela Petros.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária e juros.	12.053	10.772		
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e outras agências reguladoras.				
4) 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.	11.537	10.721		
Autor: Pessoas jurídicas que participaram de compra de ativos da Petrobras.				
5) Processos judiciais e arbitrais que discutem vendas de ativos realizadas pela Petrobras.				
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais e arbitrais diversas. Em 2024, houve aumento de valor, em especial, em razão do recebimento de novos processos.	1.633	1.163		
6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem e responsabilidade civil.	5.150	4.761		
Total de processos de natureza cível	67.559	55.458		

Descrição dos processos de natureza ambiental

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



embora não se considere suficientemente informado sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e luxemburguesa para decidir definitivamente sobre o mérito da ação; e iii) os alegados direitos sob a legislação espanhola estão prescritos.

Quanto aos aspectos das leis brasileira, argentina e luxemburguesa considerados relevantes para sentença, a Corte determinou a produção de prova técnica por especialistas brasileiros, argentinos e por autoridades luxemburguesas.

Em 30 de outubro de 2024, após a manifestação das partes sobre a prova técnica, a Corte proferiu sentença, na qual acolheu amplamente os argumentos da Petrobras com relação aos pedidos apresentados em favor dos acionistas da companhia e considerou que: i) de acordo com a legislação brasileira, todos os danos alegados pela Fundação se qualificam como indiretos e não são passíveis de ressarcimento; e ii) de acordo com a legislação argentina, os acionistas não podem, em princípio, pleitear indenização da companhia pelos danos alegados pela Fundação, e a Fundação não demonstrou que representa um número suficiente de investidores que poderiam, em tese, apresentar tal pedido.

Dessa forma, o Tribunal rejeitou as alegações da Fundação de acordo com as leis brasileira e argentina, o que resulta na rejeição de todos os pedidos formulados em favor de acionistas. Com relação a determinados detentores de bonds, o Tribunal considerou que a Petrobras e a PGF agiram ilegalmente sob a legislação de Luxemburgo, enquanto a PGF agiu ilegalmente no que tange à legislação holandesa.

Além disso, o Tribunal confirmou os seguintes pontos da decisão divulgada ao mercado em 26 de julho de 2023: i) rejeição das alegações contra a PIBBV, POG BV e os ex-Presidentes da Petrobras, Maria das Graças Silva Foster e José Sérgio Gabrielli de Azevedo; ii) prescrição de pedidos formulados de acordo com a legislação espanhola.

A Fundação e a PGF recorreram da sentença e das decisões intermediárias anteriores e terão a oportunidade de fundamentar os próprios recursos e responder aos recursos uma das outras, antes do julgamento pela Corte de Apelações de Haia. A Petrobras ainda poderá apresentar seu próprio recurso no prazo de resposta ao recurso da Fundação.

Mesmo em relação a detentores de bonds, a Fundação não pode pedir indenização no âmbito da ação coletiva, o que dependerá não apenas de um resultado final favorável aos interesses dos investidores na própria ação coletiva, mas também do ajuizamento de ações posteriores por ou em nome dos investidores pela própria Fundação, oportunidade em que a Petrobras poderá oferecer todas as defesas já apresentadas na ação coletiva e outras que julgar cabíveis, inclusive em relação à ocorrência e à quantificação de eventuais danos, que deverão ser provados pelos eventuais beneficiários da decisão ou pela Fundação. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores.

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.

A companhia, com suporte nas avaliações de seus assessores, considera que não há elementos indicativos suficientes para a qualificação do universo dos potenciais beneficiários de uma eventual decisão definitiva desfavorável aos interesses da Petrobras, tampouco para a quantificação dos danos supostamente indenizáveis.

Assim, 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 a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras não é capaz de projetar uma estimativa confiável da potencial perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras continua a negar as alegações da Fundação, em relação às quais foi considerada vítima por todas as autoridades brasileiras, inclusive o Supremo Tribunal Federal.

A Petrobras e as suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e continuarão se defendendo firmemente.

19.4.2. Arbitragem e outros processos judiciais na Argentina

Na arbitragem da Argentina, na qual se discute a responsabilização da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras no país, em razão dos desdobramentos da chamada Operação Lava Jato, o recurso apresentado pela Consumidores Danificados Asociación Civil, antes denominada Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa ("Asociación"), teve seguimento negado. A Asociación apresentou novo recurso à Suprema Corte argentina, o qual também foi negado, tendo a arbitragem sido enviada ao Tribunal Arbitral. A companhia não possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesta arbitragem.

Em paralelo a tal arbitragem, a Asociación também iniciou uma ação coletiva perante a Corte Civil e Comercial de Buenos Aires, na Argentina, tendo a Petrobras comparecido espontaneamente em 10 de abril de 2023, no âmbito da qual alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda do valor de mercado dos valores mobiliários da Petrobras na Argentina, em decorrência de alegações formuladas no âmbito da Operação Lava Jato e seus reflexos nas demonstrações financeiras da companhia anteriores a 2015. A Petrobras apresentou sua defesa em 30 de agosto de 2023. A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Asociación e se defenderá das acusações formuladas pela autora da ação coletiva. A companhia não possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesta ação.

Quanto à ação penal na Argentina 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, o Tribunal de Apelações revogou, em 21 de outubro de 2021, 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. Após realização das diligências determinadas pelo Tribunal de Apelações, em 30 de maio de 2023, o Juízo de primeira instância negou o reconhecimento de imunidade de jurisdição à Petrobras. A Petrobras apresentou recurso contra essa decisão, o qual foi reconhecido pelo Tribunal de Apelações em 18 de abril de 2024. Contra essa decisão, a Asociación apresentou novo recurso, e em 20 de dezembro de 2024, a Corte de Cassação reformou a decisão do Tribunal de Apelações para negar a imunidade de jurisdição da Petrobras, que, por sua vez, recorreu à Suprema Corte para restabelecer a decisão da Corte de Apelações. Em 27 de dezembro de 2024, antes do trânsito em julgado da decisão da Corte de Cassação, o juízo de primeira instância decretou o processamento da Petrobras e um embargo cautelar, o que foi objeto de recurso para a Corte de Apelações. O Tribunal também já havia reconhecido que a Asociación não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros, em razão da perda do seu registro perante os órgãos argentinos competentes, o que também foi objeto de recurso acolhido pela Corte de Cassação em 15 de setembro de 2022, reconhecendo à Asociación o direito de representar os consumidores financeiros. O recurso da companhia contra tal decisão foi rejeitado em 21 de fevereiro de 2025. A Petrobras apresentou outras defesas processuais, que poderão ser rediscutidas em fases posteriores do processo. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal nº 2 da cidade de Buenos Aires.

Em relação à outra ação penal, por alegado descumprimento da obrigação de publicar como "fato relevante" no mercado argentino que existia uma ação coletiva movida por Consumidores Danificados Asociación Civil para su Defensa perante a Corte Comercial, não ocorreram eventos relevantes no exercício de 2024.

19.4.3. Ação judicial nos Estados Unidos relacionado à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete")

A EIG Energy Fund XIV, L.P. e afiliadas ("EIG") ajuizaram contra a Petrobras, perante a Corte Distrital Colúmbia, Estados Unidos, ação para reaver os prejuízos relacionados ao seu investimento na Sete Brasil Participações S.A. 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 em 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, que foi negado em junho de 2024. Em seguida, a Petrobras apresentou pedido de revisão da questão, o qual foi rejeitado em 24 de julho de 2024. Diante disso, o processo, que havia sido suspenso pelo juiz de primeira instância em 26 de outubro de 2022 em função da interposição do recurso pela Petrobras, retomou o seu curso e foi agendado o início da audiência de julgamento para 31 de março de 2025.

Em outra frente processual iniciada pela EIG, em 26 de agosto de 2022 a Corte Distrital de Amsterdã concedeu medida cautelar para bloquear determinados ativos da Petrobras na Holanda. A concessão foi fundamentada na decisão da Corte Distrital de Columbia de 8 de agosto de 2022 e teve como propósito garantir a satisfação dos pedidos da EIG contidos no processo norte-americano mencionado acima. 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.

19.5. Arbitragens propostas por Acionistas Minoritários 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, pretendia 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 relacionados às investigações da chamada Operação Lava Jato.

Essas arbitragens envolvem questões complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que envolvem fatores como: ineditismo de teses jurídicas, cronogramas ainda a serem definidos pelos Tribunais Arbitrais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes, além de análises de peritos.

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 possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nestas arbitragens.

A depender do desfecho dos casos remanescentes, 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.

Essas arbitragens encontram-se em fases distintas de tramitação.

Em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, foi proferida, em 26 de maio de 2020, sentença parcial que reconheceu, genericamente, a responsabilidade da companhia, mas não determinou o pagamento de valores pela Petrobras. Contra essas decisões a Petrobras ingressou, em 20 de julho de 2020, com ação judicial para anulação da 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, reconhecendo as graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. No momento, aguarda-se a lavratura do acórdão após o julgamento das apelações então interpostas. O processo judicial ainda se encontra pendente de decisão final e sujeito a recursos. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça.

Em 11 de setembro de 2024, na arbitragem que pretendia ser coletiva, foi proferida sentença arbitral final, favorável à Petrobras, extinguindo a referida arbitragem, sem resolução de mérito, por ilegitimidade ativa da autora para agir como substituta processual. A arbitragem é confidencial, tendo transitado em julgado em 29 de novembro de 2024.

Por sua vez, em 9 de janeiro de 2025, em outra dessas arbitragens instaurada por diversos investidores estrangeiros, foi proferida sentença arbitral final, favorável à Petrobras. A sentença julgou improcedente o pedido, acolhendo uma das teses de defesa apresentada pela Petrobras, ao reconhecer que, com base no direito brasileiro, não existe permissivo legal que autorize os investidores a propor ação de indenização contra a companhia por danos indiretos, como aqueles relacionados à desvalorização do valor de ações. Essa arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso.

A Petrobras reitera que continuará a se defender vigorosamente, em respeito a seus atuais acionistas, em todas as arbitragens de que é parte.

Prática contábil

A companhia reconhece provisões para perdas em processos judiciais, administrativos e arbitrais nos casos em que as avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e julgamentos da Administração consideram ser mais provável que ocorra uma obrigação presente do que não e as demais condições para o reconhecimento de uma provisão sejam atendidas, incluindo o desembolso de caixa futuro.

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 4.5.

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.

20. Provisão para desmantelamento de áreas

O quadro a seguir detalha o valor da provisão para desmantelamento por área de produção:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Terra	3.053	2.162	2.447	1.660
Águas rasas	44.996	30.274	44.996	30.274
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	74.740	52.638	74.740	52.638
Pré-sal	39.464	27.256	39.464	27.256
Total	162.253	112.330	161.647	111.828
Circulante	10.500	9.837	10.426	9.661
Não circulante	151.753	102.493	151.221	102.167

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Saldo inicial	112.330	97.048	111.828	96.552
Revisão de provisão	54.647	18.935	54.624	18.883
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(2.167)	(1.683)	(2.167)	(1.683)
Utilização	(7.894)	(6.108)	(7.800)	(6.074)
Atualização de juros	5.207	4.176	5.162	4.150
Outros	130	(38)	-	-
Saldo final	162.253	112.330	161.647	111.828

O aumento no saldo total da provisão no ano de 2024 decorre, principalmente da: (i) revisão das tarifas e da duração das atividades relativas ao descomissionamento de poços e equipamentos; (ii) desvalorização do real frente ao dólar, com impacto nas estimativas dos custos em dólar; e (iii) redução da taxa de desconto real ajustada ao risco para 4,56% a.a. (4,79% em 2023).

A transferência para passivos mantidos para venda refere-se à substituição e revisão da provisão associada a ativos de E&P em processo de desinvestimento e classificados no ativo mantido para venda. Em 2024, contempla a provisão constituída para o Polo Cherné (R\$ 3.875), no Rio de Janeiro, para o Polo Pescada (R\$ 266), no Rio Grande do Norte, e a redução pela rescisão do contrato de desinvestimento do Polo Uruguá, campos de Uruguá e Tambaú, (R\$ 1.974), no Rio de Janeiro. Em 2023, as movimentações se referem a provisão constituída para o Polo Uruguá (R\$ 1.888) e a redução da provisão relativa ao Polo Pescada (R\$ 205), conforme nota explicativa 29.

As estimativas de vencimento das obrigações estão apresentadas a seguir

	Consolidado					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante
Vencimento						
Provisão para desmantelamento	10.500	16.059	13.329	14.491	10.677	97.197
Total	10.500	16.059	13.329	14.491	10.677	97.197

O efeito de uma mudança na taxa de desconto (premissa-chave) pode ocasionar variações materiais na provisão, conforme abaixo:

	Reflexo na provisão para desmantelamento	Reflexo no valor contábil dos ativos	Reflexo em outras despesas operacionais
Sensibilidades em relação à taxa de desconto ⁽¹⁾			
Aumento de 0,5 ponto percentual	(10.097)	(9.191)	(906)
Redução de 0,5 ponto percentual	11.119	10.090	1.029

(1) Inclui o passivo mantido para venda.

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 incertezas significativas, conforme nota explicativa 4.6.

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. A parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais, assim como a contrapartida dos campos de produção de óleo e gás em processo de devolução.

21. Outros ativos e passivos

Ativo	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	4.647	4.885	4.179
Adiantamentos a fornecedores	(b)	13.667	8.783	14.836
Despesas antecipadas	(c)	2.172	2.192	1.695
Operações com derivativos	(d)	181	443	109
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	2.342	1.235	5.545
Outros		2.078	1.274	877
Total	25.087	18.812	27.241	22.483
Circulante	9.599	7.603	10.817	10.253
Não circulante	15.488	11.209	16.424	12.230

Passivo	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	5.657	5.811	5.855
Retenções contratuais	(g)	3.785	3.468	3.668
Adiantamentos de clientes	(h)	1.671	3.350	1.355
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	4.215	3.426	3.884
Impostos e contribuições	(j)	1.864	1.821	1.864
Dividendos não reclamados	(k)	1.708	1.630	1.708
Operações com derivativos	(d)	799	299	666
Obrigações oriundas de aquisição de participação societária	(l)	806	753	806
Credores diversos		610	666	605
Outros		2.566	2.531	2.540
Total	23.681	23.755	22.751	21.924
Circulante	13.652	14.596	12.045	12.252
Não circulante	10.029	9.159	10.706	9.672





Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA



Em 2024, o aumento de R\$ 6.275, no saldo de outros ativos deve-se, principalmente, a adiantamentos para aquisição de materiais de investimentos, para construção de plataformas e das maiores disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.

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 Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

b) O saldo compreende, principalmente, adiantamentos para a construção das plataformas P-80, P-82, P-83, P-84 e P- 85 e para a aquisição de equipamentos submarinos de produção e escoamento de óleo e gás. Para cada um dos contratos vinculados a estes adiantamentos a companhia possui uma garantia associada capaz de cobrir integralmente o valor adiantado pela Petrobras, que inclui fianças bancárias, cartas de crédito, seguro garantia e/ou garantias corporativas.

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 serem realizadas 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 com o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.

j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 17.

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 32.

l) Obrigações decorrentes da aquisição de participação acionária na Araucária Nitrogenados e que serão quitadas até o final de 2030

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.

22. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a companhia considerou todas as informações disponíveis, não tendo identificado nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e, conseqüentemente, resultasse no registro contábil de baixas complementares.

A Petrobras seguirá acompanhando as investigações e colaborando com as autoridades competentes, mas, diante da ausência de fatos novos relevantes em relação à Operação Lava Jato nos últimos anos, não tem expectativa de alterações materiais da baixa de gastos reconhecida em 2014 ou da metodologia adotada, a menos que o cenário se altere no futuro.

Em 2024, a companhia reconheceu em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de R\$ 336 (R\$ 562 em 2023). Estes recursos estão apresentados como outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de R\$ 7.281 reconhecidos em períodos anteriores, totalizando R\$ 7.617.

23. Imobilizado

23.1. Por tipo de ativos

		Consolidado				Controladora	
		Terrenos, Edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens ⁽¹⁾	Ativos em construção ⁽²⁾	Gastos c/exploração e desenvolvimento ⁽³⁾	Direitos de uso	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023		13.006	282.776	104.166	195.745	147.081	742.774
Custo acumulado		22.434	572.111	152.344	362.175	217.033	1.326.097
Depreciação e impairment acumulado ⁽⁴⁾		(9.428)	(289.335)	(48.178)	(166.430)	(69.952)	(583.323)
Adições		131	2.076	83.250	568	57.973	143.998
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição		-	-	-	38.902	-	38.979
Juros capitalizados		-	-	8.410	-	-	8.410
Baixas		(40)	(276)	(1.637)	(49)	(364)	(2.366)
Transferências ⁽⁵⁾		2.688	27.402	(41.320)	14.269	79	3.118
Transferências para ativos mantidos para venda		3	142	(27)	(2.343)	418	(1.807)
Depreciação, amortização e depleção		(421)	(26.683)	-	(19.823)	(33.525)	(80.452)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)		(11)	(2.679)	(1.976)	(5.264)	(277)	(10.207)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)		25	834	66	117	66	1.108
Ajuste acumulado de conversão		8	58	58	312	3	439
Saldo em 31 de dezembro de 2024		15.389	283.650	150.990	222.434	171.454	843.917
Custo acumulado		24.119	600.426	187.751	417.094	262.342	1.491.732
Depreciação e impairment acumulado ⁽⁴⁾		(8.730)	(316.776)	(36.761)	(194.660)	(90.888)	(647.815)

		Consolidado				Controladora	
		Terrenos, Edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens ⁽¹⁾	Ativos em construção ⁽²⁾	Gastos c/exploração e desenvolvimento ⁽³⁾	Direitos de uso	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022		13.241	287.740	77.424	200.537	100.240	679.182
Custo acumulado		22.659	550.097	124.904	352.617	154.805	1.205.082
Depreciação e impairment acumulado ⁽⁴⁾		(9.418)	(262.357)	(47.480)	(152.080)	(54.565)	(525.900)
Adições		2	2.625	59.271	58	75.203	137.159
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição		-	-	-	13.085	-	13.033
Juros capitalizados		-	-	6.366	-	-	6.366
Transferência de Bônus de Assinatura ⁽⁶⁾		-	-	-	82	-	82
Baixas		(55)	(1.508)	(396)	(399)	(811)	(3.255)
Transferências ⁽⁵⁾		297	27.211	(34.673)	8.641	-	1.476
Transferências para ativos mantidos para venda		(71)	(182)	462	(1.160)	(418)	(1.799)
Depreciação, amortização e depleção		(416)	(25.326)	-	(23.501)	(27.081)	(79.853)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)		-	(8.272)	(4.314)	(1.538)	(193)	(14.317)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)		15	499	44	3	137	698
Ajuste acumulado de conversão		(7)	(11)	(18)	(63)	4	(95)
Saldo em 31 de dezembro de 2023		13.006	282.776	104.166	195.745	147.081	742.774
Custo acumulado		22.434	572.111	152.344	362.175	217.033	1.326.097
Depreciação e impairment acumulado ⁽⁴⁾		(9.428)	(289.335)	(48.178)	(166.430)	(69.952)	(583.323)

(1) 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.
 (2) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 13.
 (3) 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 ativos classificados em “Equipamentos e outros bens”.
 (4) No caso dos terrenos e ativos em construção, refere-se apenas às perdas por impairment.
 (5) Inclui principalmente transferências entre tipos de ativos e transferência de adiantamentos a fornecedores.
 (6) Transferência do Intangível.

As adições em ativos em construção desenvolvem-se, principalmente, por investimentos em desenvolvimento da produção dos campos de Búzios, Mero e demais campos do Espírito Santo, Bacia de Santos e Bacia de Campos. Já as adições em direito de uso referem-se ao afretamento de plataformas, com destaque para o FPSO Maria Quitéria e FPSO Duque de Caxias, sondas para operações de E&P, embarcações e ao afretamento do Navio RegaseiPcador Sequoia, com operação no Terminal de GNL da Bahia, e com respectivo reboxo no passivo de arrendamentos (nota explicativa 31).

23.2. Tempo de vida útil estimada

Os tempos de vida útil dos ativos depreciados são demonstrados a seguir:

Ativo	Tempo de vida útil médio ponderado em anos
Edificações e benfeitorias	38 (entre 25 e 50)
Equipamentos e outros bens	22 (entre 1 e 31) - exceto ativos pelo método de unidade produzida
Gastos com exploração e desenvolvimento	Método de unidade produzida ou 20 anos
Direitos de uso	14 (entre 2 e 50)

A abertura por tempo de vida útil estimada das edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens é a seguinte:

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2024
até 5 anos	29.656	(23.716)	5.940
6 - 10 anos	44.332	(32.332)	12.000
11 - 15 anos	29.955	(21.461)	8.494
16 - 20 anos	164.476	(101.075)	63.401
21 - 25 anos	163.668	(56.675)	106.993
25 - 30 anos	65.807	(21.706)	44.101
30 anos em diante	29.556	(9.627)	19.929
Método da Unidade Produzida	96.198	(58.770)	37.428
Total	623.648	(325.362)	298.286
Edificações e benfeitorias	23.222	(8.586)	14.636
Equipamentos e outros bens	600.426	(316.776)	283.650

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:

	Consolidado				Controladora
	Plataformas	Embarcações	Imóveis e outros	Total	Total
31.12.2024					
Custo acumulado	139.231	108.624	14.487	262.342	278.171
Depreciação e impairment acumulado	(29.176)	(57.070)	(4.642)	(90.888)	(97.148)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(46.379)	(746)	(47.125)	(47.124)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(29.176)	(4.526)	-	(33.702)	(34.190)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(6.165)	(3.896)	(10.061)	(15.834)
Total	110.055	51.554	9.845	171.454	181.023
31.12.2023					
Custo acumulado	115.509	87.144	14.380	217.033	230.451
Depreciação e impairment acumulado	(23.254)	(42.584)	(4.114)	(69.952)	(74.424)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(34.387)	(814)	(35.201)	-
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(23.254)	(1.091)	-	(24.345)	(74.424)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(7.106)	(3.300)	(10.406)	-
Total	92.255	44.560	10.266	147.081	156.027

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 revistas 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 2024, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP do campo de Cachalote, que possuía perda integral por impairment. Em 2023, as baixas por devolução somaram R\$ 220, referentes aos campos Atum, Curimã, Espada e Xaréu, pertencentes à Bacia de Campos, que se encontravam sem produzir desde 2020.

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 7,19% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 (7% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2023).

24. Intangível

24.1. Por tipo de ativos

		Consolidado				Controladora	
		Direitos e Concessões ⁽¹⁾	Softwares	Ágio (goodwill)	Total	Total	
Saldo em 31 de dezembro de 2023		11.742	2.861	123	14.726	14.563	
Custo acumulado		12.051	9.151	123	21.325	20.453	
Amortização e impairment acumulado		(309)	(6.290)	-	(6.599)	(5.890)	
Adições		131	1.080	-	1.211	1.169	
Juros capitalizados		-	68	-	68	68	
Baixas		(109)	(13)	-	(122)	(121)	
Transferências		-	35	-	35	23	
Amortização		(18)	(705)	-	(723)	(691)	
Impairment - constituição (nota explicativa 25)		(1.239)	-	-	(1.239)	(1.239)	
Ajuste acumulado de conversão		2	2	1	5	-	
Saldo em 31 de dezembro de 2024		10.509	3.328	124	13.961	13.772	
Custo acumulado		10.836	10.294	124	21.254	20.321	
Amortização e impairment acumulado		(327)	(6.966)	-	(7.293)	(6.549)	
Tempo de vida útil estimado em anos		Indefinida ⁽²⁾	5	Indefinida	-	-	

		Consolidado				Controladora	
		Direitos e Concessões ⁽¹⁾	Softwares	Ágio (goodwill)	Total	Total	
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)	
Adições		735	991	-	1.726	1.696	
Juros capitalizados		-	65	-	65	65	
Baixas		(210)	(2)	-	(212)	(212)	
Transferências		(53)	12	-	(41)	(47)	
Transferência de Bônus de Assinatura ⁽³⁾		(82)	-	-	(82)	(82)	
Amortização		(18)	(499)	-	(517)	(487)	
Impairment - constituição (nota explicativa 25)		(1.796)	-	-	(1.796)	(1.796)	
Ajuste acumulado de conversão		2	-	-	2	-	
Saldo em 31 de dezembro de 2023		11.742	2.861	123	14.726	14.563	
Custo acumulado		12.051	9.151	123	21.325	20.453	
Amortização e impairment acumulado		(309)	(6.290)	-	(6.599)	(5.890)	
Tempo de vida útil estimado em anos		Indefinida ⁽²⁾	5	Indefinida	-	-	

(1) Composto principalmente por bônus de assinatura, pagos em contratos de concessão e de partilha de produção para exploração de petróleo ou gás natural, além de concessões de serviços públicos, marcas e patentes e outros.
 (2) Composto principalmente por ativos com vida útil indefinida cuja avaliação é revisada anualmente para determinar se continua justificável.
 (3) Transferência para Imobilizado.

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 petróleo 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*)

	2024	Consolidado 2023
Demonstração de Resultado		
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - Impairment	(9.371)	(13.111)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.241)	(1.796)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	64	(9)
Efeito líquido no resultado do exercício	(10.548)	(14.916)
Reconhecimento de perda	(11.773)	(16.212)
Reversão de perda	1.225	1.296
Balanco Patrimonial		
Imobilizado (1)	(9.099)	(13.619)
Intangível (1)	(1.239)	(1.796)
Ativos mantidos para venda	(214)	508
Investimentos	4	(9)
Efeito líquido no Balanco Patrimonial	(10.548)	(14.916)

(1) Para mais informações vide nota explicativa 25.1.

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 21 de novembro de 2024, a Administração concluiu e aprovou seu PN 25-29, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas.

O investimento previsto para o período 2025-2029 é de US\$ 111 bilhões, dos quais 69% estão alocados à Exploração e Produção de petróleo e gás (E&P).

25.1. Imobilizado e Intangível

Ativo ou UGC, por natureza (1)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (2)	(Perda) Reversão (3)	Segmento	Comentários	Consolidado
						2024
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	49.526	43.347	(6.882)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)	
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	2.564	-	(2.564)	RTC, Brasil	Ver item (b1)	
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	1.241	-	(1.241)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (c)	
Outros	-	-	349	Diversos		
Total 2024			(10.338)			
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	40.339	29.569	(10.860)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)	
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	4.564	2.201	(2.363)	RTC, Brasil	Ver item (b2)	
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	1.796	-	(1.796)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (c)	
Outros	-	-	(396)	Diversos		
Total 2023			(15.415)			

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por *impairment* ou reversões no período.
(2) 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.
(3) 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-impuestos 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 2024 foram:

Plano de Negócios 2025-2029 (PN 25-29)	2025	2026	2027	2028	2029	Média	Longo prazo
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	83	77	74	71	68	65	
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,00	4,92	4,87	4,83	4,79	4,64	

Em 2023, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano Estratégico 2024-2028 (PE 24-28)	2024	2025	2026	2027	2028	Média	Longo prazo
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	80	78	75	73	70	65	
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,05	5,04	5,03	4,98	4,90	4,65	

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	2024	2023
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,6% a.a.	7,6% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	7,7% a.a.	7,0% a.a.

Em 2024 ocorreram as seguintes alterações nas Unidades Geradoras de Caixa da companhia, no segmento de E&P:

- Extinção do campo de Carapanauá devido à anexação ao campo de Sudoeste de Uruçu (Polo Arara);
- Extinção do Polo Cherno, devido à assinatura de contrato de compra e venda para a cessão da totalidade da participação da Petrobras;
- Extinção do campo de Cidade Entre Rios devido à anexação ao campo de Riacho Ouricuri;
- Exclusão do campo de Cachalote, em função da aprovação de sua devolução; e
- Reintegração dos campos de Uruguá e Tambaú, devido ao cancelamento do contrato de compra e venda.

Demais informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e sobre as definições das UGCs são apresentadas na nota explicativa 4.2.2 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 – 2024

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de R\$ 6.882, relacionadas, principalmente, às UGCs de: (i) Roncador (R\$ 2.230) e Polo Barracuda e Caratinga (R\$ 1.242), em função, principalmente, da revisão dos gastos para abandono, bem como pela redução nas previsões de eficiência de plataformas e desempenho de poços para o Polo Barracuda e Caratinga, impactando negativamente as curvas de produção dos campos; e (ii) Uruguá/Tambaú (R\$ 3.032), em razão do cancelamento do processo de desinvestimento e da inexistência de curvas de produção associadas ao PN 2025-2029.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2023

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de R\$ 10.860, predominantemente no campo de Roncador (R\$ 9.979), devido à revisão da curva de produção, no PE 24-28, em função do desempenho recente abaixo do esperado dos poços do campo, identificado ao longo de 2023, seja pela interrupção da produção de alguns poços ou declínio acelerado devido ao aumento do percentual de água em outros casos.

b1) 2º trem de refino da RNEST – 2024

Perdas por desvalorização no montante de R\$ 2.564, em função do aumento das estimativas de investimentos e de gastos operacionais associados ao PN 2025-2029.

b2) 2º trem de refino da RNEST – 2023

Perdas por desvalorização no montante de R\$ 2.363, principalmente em função de: (i) reavaliação do Projeto RNEST, com revisão do escopo do projeto de infraestrutura logística, impactando no aumento dos investimentos necessários para a implantação do 2º Trem; e (ii) revisão das premissas do PE 24-28, resultando no incremento dos custos operacionais.

c1) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2024

As avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, e, consequentemente, no reconhecimento de perdas de R\$ 1.241. A Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP em outubro de 2024.

c2) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2023

Redução dos valores recuperáveis dos ativos relacionados aos blocos C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, em função da não economicidade dos projetos concebidos para fins de eventual desenvolvimento da produção, resultando no reconhecimento de perdas de R\$ 1.796. Posteriormente, a Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP.

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 (1)	Sensibilidade (401)
Ativos próximos aos seus valores recuperáveis com potencial de <i>impairment</i> - UGC Marlim Sul	E&P	29.876	29.475	(401)
Ativos com perdas por <i>impairment</i> parcial existente - potencial complemento de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (9 UGCs)	E&P	41.218	37.096	(4.122)
Utilidades de Itaboraí	G&EBC	5.571	5.014	(557)
Araucária Nitrogenados S.A. - ANSA	RTC	73	66	(7)
Total potencial de perdas		76.738	71.651	(5.087)

(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (1)	Sensibilidade (2)
Ativos com perdas por <i>impairment</i> parcial existente - potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (9 UGCs)	E&P	41.218	45.339	3.992
Utilidades de Itaboraí	G&EBC	5.571	6.127	557
Araucária Nitrogenados S.A. - ANSA	RTC	73	80	7
Total potencial de reversão		46.862	51.546	4.556

(1) O valor recuperável foi sensibilizado com -10% e +10% considerando os valores recuperáveis estimados em 31/12/2024.
(2) 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

A avaliação sobre a recuperabilidade dos ativos imobilizado e intangível 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 4.2.2 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*).

25.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Ativo ou grupo de ativos, por natureza (1)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (2)	(Perda) Reversão	Segmento	Consolidado
					2024
Campos de produção de óleo e gás	273	2	(271)	E&P, Brasil	-
Outros	-	-	57		-
Total 2024			(214)		
Campos de produção de óleo e gás	1.113	1.619	506	E&P, Brasil	
Outros	-	-	2		-
Total 2023			508		

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou grupo de ativos que sofreram perdas por *impairment* ou reversões no período.
(2) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor justo.

Em 2024, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado é principalmente relativo ao Polo Pescada, em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de área.

Em 2023, a reversão de perdas reconhecida no resultado reflete predominantemente a aprovação da venda do Polo Uruguá (R\$ 506), avaliado a valor justo.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 29.

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 Capital asset pricing model (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 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 2024, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem S.A. foi avaliada em R\$ 3.448, conforme descrito na nota explicativa 28.4. 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 7.4% 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.

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:



	2024	Consolidado 2023
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo ⁽¹⁾		
Imobilizado		
Saldo inicial	7.321	9.790
Adições	1.816	2.502
Baixas	(134)	(41)
Transferências	(16)	(4.908)
Ajustes acumulados de conversão	146	(22)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(2)	-
Saldo final	9.131	7.321
Intangível		
Saldo inicial	11.197	12.556
Adições	116	729
Baixas	(109)	(210)
Transferências	1	(82)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(1.239)	(1.796)
Saldo final	9.966	11.197
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	19.097	18.518

(1) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo exercício.

As adições ocorridas no ativo intangível no exercício de 2024 estão relacionadas, principalmente, à assinatura dos contratos dos 29 blocos exploratórios na bacia de Pelotas adquiridos no 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão.

O reconhecimento de perdas no Intangível (R\$ 1.239) e no imobilizado (R\$ 2) em 2024 decorreu da avaliação da não economicidade dos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, dada a conclusão pelo não desenvolvimento dos respectivos projetos (conforme nota explicativa 25).

Em 2023, o reconhecimento de perdas no Intangível (R\$ 1.796) decorreu da avaliação da não economicidade dos projetos dos Blocos C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413, localizados no pré-sal na Bacia de Campos. Posteriormente, a companhia fez a devolução integral e voluntária destes blocos à ANP, que se somou as devoluções dos Blocos Dois Irmãos (R\$ 180) e Três Marias (R\$ 30). Todos os blocos estão localizados no pré-sal na Bacia de Campos e os ativos correspondentes foram baixados.

As transferências ocorridas no ativo imobilizado em 2023 destinaram-se aos projetos de desenvolvimento da produção dos campos Raia Pintada e Raia Manta, relacionados ao bloco BM-C-33 (R\$ 4.685), e ao campo de Sépia (R\$ 223).

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:

	2024	Consolidado 2023
Custos exploratórios reconhecidos no resultado		
Despesas com geologia e geofísica	(2.235)	(2.826)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura) ⁽¹⁾	(2.654)	(2.087)
Penalidades contratuais de conteúdo local	(38)	62
Outras despesas exploratórias	(70)	(41)
Total	(4.997)	(4.892)

	2024	Consolidado 2023
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	2.305	2.867
Investimentos	3.148	3.321
Total	5.453	6.188

(1) Inclui valores referente à avaliação da não economicidade dos blocos exploratórios (nota explicativa 25).

Em 2023 e 2022, a Petrobras firmou Termos de Ajustamento de Conduta (TAC) com a ANP para compensação de multas de conteúdo local em 24 concessões com 100% de participação da companhia e 22 concessões em parceria com outras empresas.

O TAC converteu multas em compromissos de investimento em E&P com conteúdo local, resultando no encerramento de processos administrativos e na reversão do passivo no montante de R\$ 1 no exercício de 2024 (R\$ 266 no exercício de 2023).

Em 31 de dezembro de 2024, nos termos desses acordos, a Petrobras se compromete a investir R\$ 990 em conteúdo local até 31 de dezembro de 2027.

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:

	2024	2023
Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ⁽¹⁾		
Custos de prospecção capitalizados até um ano	1.923	1.021
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	7.208	6.300
Saldo final	9.131	7.321
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	18	17
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano		
	2024	Número de poços
2023	470	2
2022	1.295	3
2021	451	2
2020	104	1
2019 e anos anteriores	4.888	14
Saldo total	7.208	22

(1) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Do total de R\$ 7.208 de custos de prospecção para 18 projetos, que incluem 22 poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 6.476 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\$ 352 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.

26.2. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à ANP no total de R\$ 7.740 (R\$ 8.568 em 31 de dezembro de 2023) 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\$ 7.669 (R\$ 8.502 em 31 de dezembro de 2023) correspondem ao penhor da capacidade de produção futura de petróleo dos campos de Marlim e Búzios que já se encontram na fase de produção, e R\$ 71 (R\$ 66 em 31 de dezembro de 2023) referem-se a garantias bancárias.

27. 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* 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 2024, a companhia detém participação em 95 consórcios com 34 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 64 consórcios (67 consórcios, 32 empresas parceiras, sendo operadora em 39 consórcios, em 2023). O aumento de 28 foi devido à constituição de 32 novos consórcios, compensado por 2 devoluções e 2 parcerias que se tornaram 100% Petrobras.

As parcerias constituídas em 2024 que têm a Petrobras como operadora são relativas ao 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, na Bacia de Pelotas, sendo:

- 26 contratos com 70% de participação da Petrobras e 30% da Shell; e

- 3 contratos com 50% de participação da Petrobras, 30% da Shell e 20 % da CNOOC (mais informações sobre o bônus de assinatura estão na nota explicativa 24.2 - Intangível).

Adicionalmente, a Petrobras atuará como não operadora em 3 novas parcerias, em São Tomé e Príncipe.

Em 2023, foram formadas 2 novas parcerias com a Petrobras como operadora, ambas relativas ao 1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha:

- Bacia de Campos, com 30% de participação da Petrobras, 30% da TotalEnergies, 20% da Petronas e 20% da Qatar Energy; e

- Bacia de Santos, com 60% de participação da Petrobras e 40% da Shell.

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	Regime
				Petrobras em 2024 (kboed)	
Tupi	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10% CNOOC - 10% CNOOC - 5%	666	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	TotalEnergies - 20% Shell - 20% CNOOC - 10% CNOOC - 10%	501	Partilha
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Equinor - 25%	136	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Shell - 30%	85	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Repsol Sinopec - 25% Shell - 25%	77	Concessão
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	52,50%	TotalEnergies - 22,5% Shell - 25%	47	Partilha
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	TotalEnergies - 22,5% Petrogal - 10% Shell - 25%	31	Concessão
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	TotalEnergies - 22,5% Petrogal - 10%	29	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas - 50%	26	Concessão
Sépia ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30,00%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21% Qatar - 21%	19	Partilha
Total				1.617	

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.

27.1. 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. 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 e Sururu.

Provisões para equalizações ⁽¹⁾

A Petrobras possui uma estimativa de valores a pagar pela celebração dos AIP submetidos à aprovação da ANP, cuja movimentação está apresentada a seguir:

	2024	Consolidado e controladora 2023
Saldo inicial	2.238	2.122
Adições (baixas) no Imobilizado	1.265	80
Atualização monetária	-	2
Pagamentos realizados	(6)	(277)
Outras despesas (receitas) operacionais	78	311
Saldo final	3.575	2.238

(1) Principalmente Berbigão, Sururu e Agulhinha.

A movimentação no exercício reflete a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Acordos concluídos em 2024

Em maio de 2024, foi assinado o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes, previsto no AIP de Brava (Jazida Compartilhada de Brava). O montante pago, em 24 de junho de 2024, pela Petrobras à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) foi de R\$ 6.

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 (jazida compartilhada) 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, que consistirá na diferença entre os gastos efetivamente incorridos por cada parte até a data de referência e aqueles que deveriam ter sido incorridos por cada parte caso já vigorassem, nesse período, as participações estabelecidas pelo AIP na jazida compartilhada.

No momento da celebração do 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. A provisão terá como contrapartida um aumento ou redução do ativo imobilizado, de receitas e/ou despesas, de acordo com a natureza dos eventos a serem ressarcidos.

28. Investimentos

28.1. Investimentos diretos (Controladora)

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Receita Líquida de Vendas ⁽¹⁾	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	241.677	370.524	19.771	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	12.004	5.770	869	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	1.512	369	533	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	G&E BC	100,00	100,00	1.305	835	68	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	RTC	100,00	100,00	-	558	402	Brasil
Termomacacé S.A.	G&E BC	100,00	100,00	60	300	39	Brasil
Corporativo e outros							
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	negócios	100,00	100,00	-	11	1	Ilhas Cayman
Termobahia S.A.	G&E BC	98,85	98,85	-	345	52	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	G&E BC	100,00	100,00	-	327	44	Brasil
Corporativo e outros							
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FIL	negócios	99,15	99,15	-	112	29	Brasil
Corporativo e outros							
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	negócios	72,00	49,00	75	35	5	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	G&E BC	100,00	100,00	157	76	24	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	G&E BC	51,00	51,00	1.686	379	459	Brasil
Corporativo e outros							
Associação Petrobras de Saúde ⁽²⁾	negócios	93,47	93,47	4.805	723	28	Brasil
Operações em conjunto							
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	322	289	118	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto							
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	-	1.149	(125)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	-	142	20	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	-	32	(84)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	G&E BC	20,00	20,00	-	79	14	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	-	123	31	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar							
	RTC	45,00	45,00	-	-	-	Brasil
Coligadas							
Braskem S.A. (3)	RTC	36,15	47,03	-	(25)	(5.673)	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	G&E BC	20,00	20,00	-	522	174	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	-	(2)	-	Brasil
Bioenergética Britarumá S.A.	G&E BC	30,00	30,00	-	-	-	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	G&E BC	25,00	25,00	-	14	7	Brasil

(1) A receita de vendas se refere ao país sede das companhias. Em relação a PIBBV, a composição da receita líquida de vendas é de: 55% na Holanda, 26% nos Estados Unidos e 19% em Singapura.

(2) A AP5 tem natureza de associação civil sem fins lucrativos, tendo por objetivo a realização de atividades assistenciais de saúde, e está sendo consolidada nas demonstrações financeiras da Petrobras.

(3) Informações relativas a 30.09.2024, últimas disponibilizadas ao mercado.



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 na 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);
- Petrobras Singapore Private Limited. - PSPL (100%, sediada em Singapura), que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL); e
- Petrobras Netherlands BV - PNBV (100%, sediada na Holanda), que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guarã BV (45%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), Petrobras Frade Inversões SA - PFISA (100%) e BJOOS BV (20%), todas sediadas na Holanda e constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil. Tendo em vista o processo de liquidação de empresas na Holanda, a empresa Agri BV foi liquidada no exercício de 2024 e, no momento, a companhia está considerando a liquidação da Guara BV, Libra BV, Papa-Terra BV, Roncador BV e PFISA, no aguardo da resolução de certas condições precedentes. Subsequentemente, a companhia irá avaliar a liquidação de TUPI BV e Iara BV.

Em 2024, a companhia realizou a alienação dos seguintes investimentos diretos:

- Cessão da totalidade de sua participação acionária de 30% na empresa Brentech Energia S.A. em 29 de maio de 2024.
- Exercício de direito de venda conjunta (*Tag Along*) da participação de 18,8% no capital social da sociedade UEG Araucária S.A. (UEGA) em 1º de julho de 2024.

Adicionalmente, a companhia aprovou a extinção da Refinaria de Mucuripe S.A. em 30 de dezembro de 2024.

28.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2023	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros investimentos	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2024
Controladas								
PIB BV	255.666	-	-	20.976	79.008	-	-	355.650
Transpetro	5.583	-	(4)	944	370	412	(560)	6.745
PB-LOG	-	-	240	485	-	-	(725)	-
PBIO	761	-	-	68	-	6	-	835
Outras Controladas	2.010	-	(2)	764	8	58	(649)	2.189
Operações em conjunto	138	-	-	59	-	-	(52)	145
Empreendimentos controlados em conjunto	110	68	3	(56)	-	(1)	-	124
Coligadas	3.934	-	(57)	(4.130)	2.427	(1.450)	(32)	692
Total	268.202	68	180	19.110	81.813	(975)	(2.018)	366.380
Outros investimentos	18	-	-	-	-	-	-	18
Total dos Investimentos	268.220	68	180	19.110	81.813	(975)	(2.018)	366.398

	Saldo em 31.12.2022	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros investimentos	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2023
Controladas								
PIB BV	256.901	-	-	19.173	(20.408)	-	-	255.666
Transpetro	5.346	-	(3)	888	(82)	(255)	(311)	5.583
PB-LOG	-	-	(55)	954	-	-	(899)	-
PBIO	1.008	-	(150)	(91)	-	(6)	-	761
Outras Controladas	2.799	-	(524)	372	(37)	296	(896)	2.010
Operações em conjunto	130	-	-	52	-	1	(45)	138
Empreendimentos controlados em conjunto	113	60	-	(2)	-	1	(62)	110
Coligadas	5.112	-	3	(1.532)	(933)	1.305	(21)	3.934
Total	271.409	60	(729)	19.814	(21.460)	1.342	(2.234)	268.202
Outros investimentos	18	-	-	-	-	-	-	18
Total dos Investimentos	271.427	60	(729)	19.814	(21.460)	1.342	(2.234)	268.220

28.3. Mutação dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2023	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros investimentos	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2024
Empreendimentos controlados em conjunto								
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	1.654	-	-	396	429	-	(638)	1.841
Compania Mega S.A. - MEGA/PIB BV	579	-	-	326	195	-	(89)	1.011
Demais empresas	108	68	(1)	(55)	-	(2)	1	119
Coligadas	4.214	59	(68)	(4.134)	2.501	(1.448)	(33)	1.091
Outros Investimentos	19	-	-	-	-	-	-	19
Total dos Investimentos	6.574	127	(69)	(3.467)	3.125	(1.450)	(759)	4.081

	Saldo em 31.12.2022	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros investimentos	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2023
Empreendimentos controlados em conjunto								
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	1.953	-	-	(7)	(146)	-	(146)	1.654
Compania Mega S.A. - MEGA/PIB BV	775	-	-	27	(56)	-	(167)	579
Demais empresas	127	60	-	(16)	-	1	(64)	108
Coligadas	5.298	72	(3)	(1.484)	(952)	1.305	(22)	4.214
Outros Investimentos	19	-	-	-	-	-	-	19
Total dos Investimentos	8.172	132	(3)	(1.480)	(1.154)	1.306	(399)	6.574

28.4. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado		
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	
Coligada							
Braskem	212.427	212.427	ON	12,10	21,69	2.571	4.608
Braskem	75.762	75.762	PNA	11,58	21,86	877	1.656
	288.189	288.189				3.448	6.264

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.

28.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 1.508 (R\$ 1.899 em 2023), sendo, principalmente, R\$ 1.247 do FIDC (R\$ 1.602 em 2023) e R\$ 186 da TBG (R\$ 248 em 2023).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	2024	FIDC 2023	2024	TBG 2023
Ativo circulante	91.889	37.779	967	1.261
Ativo realizável a longo prazo	-	-	2	1
Investimentos	-	-	1	1
Imobilizado	-	-	1.518	1.518
Outros ativos não circulantes	-	-	23	17
	91.889	37.779	2.511	2.798
Passivo circulante	79	38	983	1.211
Passivo não circulante	-	-	1.149	1.083
Patrimônio líquido	91.810	37.741	379	504
	91.889	37.779	2.511	2.798
Receita operacional líquida	-	-	1.686	1.745
Lucro líquido do exercício	7.096	6.008	459	762
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	1.094	(5.658)	(276)	194

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 da 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.

28.6. 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, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2024				2023			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas (1)	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas (1)
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior		País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	
Ativo circulante	2.140	2.473	1.677	37.786	1.600	2.598	1.330	38.297
Ativo realizável a longo prazo	1.499	40	139	20.838	1.315	320	45	12.545
Imobilizado	2.592	11.191	1.886	40.834	2.540	9.020	917	39.129
Outros ativos não circulantes	178	-	-	7.843	199	3	-	6.115
	6.409	13.704	3.702	107.301	5.654	11.941	2.292	96.086
Passivo circulante	1.760	1.951	614	28.198	1.515	1.767	341	24.672
Passivo não circulante	3.086	2.630	115	78.277	2.581	2.053	250	63.820
Patrimônio líquido	1.525	7.280	2.973	267	1.523	6.467	1.701	8.183
Participação dos acionistas não controladores	38	1.843	-	559	35	1.654	-	(589)
	6.409	13.704	3.702	107.301	5.654	11.941	2.292	96.086
Receita operacional líquida	4.235	6.059	805	77.772	5.177	4.530	-	70.922
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(135)	2.592	1.123	(11.423)	26	2.039	105	(4.242)
Percentual de participação - %	20 a 50%	20%	34 a 45%	20 a 38,8%	20 a 50%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%

(1) Saldo composto, preponderantemente, pela Braskem.

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.

29. Vendas de ativos e outras operações com ativos

As principais classes de ativos e passivos classificados como mantidos para venda são apresentadas a seguir:

	31.12.2024		Consolidado 31.12.2023
	E&P	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda			
Investimentos	1	1	1
Imobilizado	3.156	3.156	1.623
Total	3.157	3.157	1.624
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda			
Financiamentos	-	-	481
Provisão para desmantelamento de áreas	4.418	4.418	2.140
Total	4.418	4.418	2.621

29.1. Vendas não concluídas até 31 de dezembro de 2024

a) Campos de Bagre e Cherne

Em 25 de abril de 2024, a companhia assinou, com a Perenco Petróleo e Gás Ltda ("Perenco"), contratos para a cessão da totalidade de sua participação nos campos de Cherne e Bagre, localizados em águas rasas na Bacia de Santos.

O valor a ser recebido com a transação é de US\$ 10 milhões, sendo R\$ 5 (US\$ 1 milhão) recebido na data da assinatura do contrato e o restante no fechamento da transação.

29.2. Operação rescindida

a) Campos de Uruguá e Tambaú

Em 21 de dezembro de 2023, a companhia assinou, com a Enauta Energia S.A. ("Enauta"), contratos para a cessão da totalidade de sua participação nos campos de Uruguá e Tambaú localizados em águas profundas no pós-sal da Bacia de Santos.

Em 21 de dezembro de 2024, em decorrência da não conclusão da aquisição do FPSO Cidade de Santos pela Enauta, a Petrobras notificou a Brava Energia S.A. (controladora da Enauta) sobre sua decisão de rescindir o contrato para a cessão da totalidade de sua participação nos campos, suportada por previsão contratual.

O fechamento da transação estava condicionado, entre outros fatores, à conclusão da aquisição do FPSO. Conforme previsto no contrato, o valor de R\$ 15 (US\$ 3 milhões) recebido a título de adiantamento na data de assinatura do contrato foi retido pela Petrobras e reconhecido como outras receitas operacionais.

A Petrobras permanece com 100% de participação nos campos de Uruguá e Tambaú e avaliará as alternativas para gestão do ativo, que foi classificado como ativo imobilizado em 31 de dezembro de 2024.

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.

29.3. 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. Informações sobre as fontes de certeza sobre recebíveis oriundos da compensação do Excedente da Cessão Onerosa, parcerias e desinvestimentos estão descritas na nota explicativa 4 - Estimativas contábeis e julgamentos relevantes (item 4.11).

As operações que podem gerar reconhecimento de ganho, registrado em outras receitas operacionais, estão apresentadas a seguir:

Operações	Data de fechamento da operação	No fechamento da operação US\$ milhões	Ativo reconhecido no exercício findo em 31.12.2024 US\$ milhões	Ativo reconhecido em exercícios anteriores US\$ milhões	Valor de ativos contingentes em	
					31.12.2024 US\$ milhões	
Excedentes da Cessão Onerosa Sépia e Atapu (1)	Abr/2022	5.244	262	1.529	948	4.034
Vendas em exercícios anteriores						
Polos Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	-	-	58	4
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	57	318	246	347



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

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Além dos valores anteriormente recebidos pela Petrobras decorrentes da assinatura dos AIPs, são esperadas compensações complementares (*earnout*), nos períodos em que o preço do petróleo Brent ultrapassar uma média anual de US\$ 40/bbl, limitada a US\$ 70/bbl, conforme a Portaria do Ministério de Minas e Energia do Brasil nº 08/2021. O *earnout*, entre 2022 e 2032, está estimado em até US\$ 5.244 milhões.

Em 2024, a companhia reconheceu no ativo R\$ 1.529 (US\$ 262 milhões), sendo: i) R\$ 996 (US\$ 161 milhões) referente ao *earnout* de 2025, com previsão de recebimento em 2026; e ii) R\$ 533 (US\$ 101 milhões) pela atualização do *earnout* de 2024, recebido em janeiro de 2025. Nos exercícios anteriores, houve o reconhecimento no ativo do montante total de R\$ 4.854 (US\$ 948 milhões), dos quais R\$ 1.235 foram no exercício de 2023.

30. Financiamentos

30.1. Saldo por tipo de financiamento

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Mercado bancário	17.512	10.949	17.374	10.805
Mercado de capitais	13.775	15.151	13.301	14.564
Bancos de fomento (1)	3.146	3.379	-	15
Partes relacionadas (nota explicativa 34.5)	-	-	85.021	32.006
Outros	13	4	-	-
Total no país	34.446	29.483	115.696	57.390
Mercado bancário	22.853	30.513	10.308	12.081
Mercado de capitais	75.949	69.636	-	-
Agência de crédito à exportação	9.341	9.055	-	-
Partes relacionadas (nota explicativa 34.1)	-	-	458.716	323.684
Outros	837	744	-	-
Total no exterior	108.980	109.948	469.024	335.765
Total de financiamentos	143.426	139.431	584.720	393.155
Circulante	15.887	20.923	106.522	46.736
Não circulante	127.539	118.508	478.198	346.419

(1) Inclui BNDES e FINEP.

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Financiamentos de curto prazo	60	17	28.707	32.007
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	13.202	18.282	75.013	11.835
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	2.625	2.624	2.802	2.894
Circulante	15.887	20.923	106.522	46.736

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por R\$ 72.592 em global notes, emitidas no exterior pela PGF, e R\$ 8.486 em debêntures e R\$ 4.815 em notas comerciais escriturais, emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os global notes possuem vencimentos entre 2026 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares e libras, sendo 92% e 8%, do total de global notes, respectivamente.

As debêntures e as notas comerciais, com vencimentos entre 2026 e 2037, não exigem garantias reais e não são conversíveis em ações ou em participações societárias.

30.2. Movimentação

	País		Exterior		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	Total	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023			29.483	109.948	139.431	
Captações			6.504	5.523	12.027	
Amortizações de principal (1)			(2.843)	(33.575)	(36.418)	
Amortizações de juros (1)			(2.268)	(8.107)	(10.375)	
Encargos incorridos no período (2)			2.603	8.046	10.649	
Variações monetárias e cambiais			967	2.742	3.709	
Ajuste acumulado de conversão			-	24.403	24.403	
Saldo de 31 de dezembro de 2024	34.446	108.980	108.980	143.426	252.406	143.426

	País		Exterior		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	Total	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022			25.602	130.684	156.286	
Captações			4.534	6.182	10.716	
Amortizações de principal (1)			(1.680)	(19.488)	(21.168)	
Amortizações de juros (1)			(1.629)	(8.167)	(9.796)	
Encargos incorridos no período (2)			2.175	9.093	11.268	
Variações monetárias e cambiais			563	(730)	(167)	
Ajuste acumulado de conversão			-	(7.626)	(7.626)	
(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo			(82)	-	(82)	
Saldo de 31 de dezembro de 2023	29.483	109.948	109.948	139.431	249.419	139.431

(1) Inclui pré-pagamentos.

(2) Inclui apropriações de ágio, deságio e custos de transações associados.

30.3. Reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento – Consolidado

	2024		2023	
	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Captações
Movimento em financiamentos	12.027	(36.418)	(10.375)	10.716
Reestruturação de dívida	-	46	-	382
Depósitos vinculados (1)	-	439	99	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	12.027	(35.933)	(10.276)	10.716

(1) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank, com liquidações semestrais em junho e dezembro.

No exercício de 2024, a companhia:

- liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de R\$ 46.209, destacando-se a recompra e resgate de R\$ 14.584 de títulos no mercado de capitais internacional, e o pré-pagamento de R\$ 1.282 de empréstimo no mercado bancário internacional; e
- captou R\$ 12.027 destacando-se a oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), com vencimento em 2035 no valor de R\$ 5.421 e as captações no mercado nacional, no valor de R\$ 6.449.

30.4. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	2024						2030 em diante		Total (1)		Valor justo
	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total (1)	Valor justo			
Financiamentos em Dólares (US\$):	13.509	9.063	13.288	9.564	3.724	52.607	101.755	98.748			
Indexados a taxas flutuantes (2)	12.121	6.953	9.088	3.241	891	1.760	34.054				
Indexados a taxas fixas	1.388	2.110	4.200	6.323	2.833	50.847	67.701				
Taxa média a.a.	6,3%	6,5%	5,9%	5,5%	6,1%	6,6%	6,5%				
Financiamentos em Reais (R\$):	2.015	2.475	735	741	4.878	21.762	32.606	29.938			
Indexados a taxas flutuantes (2)	1.055	691	187	187	187	18.755	21.062				
Indexados a taxas fixas	960	1.784	548	554	4.691	3.007	11.544				
Taxa média a.a.	9,6%	10,6%	10,7%	10,6%	10,1%	8,0%	9,6%				
Financiamentos em Euro (€):	127	-	-	791	142	2.297	3.357	3.365			
Indexados a taxas fixas	127	-	-	791	142	2.297	3.357				
Taxa média a.a.	4,5%	-	-	4,6%	4,7%	4,7%	4,6%				
Financiamentos em Libras (£):	236	-	-	-	2.275	3.197	5.708	5.498			
Indexados a taxas fixas	236	-	-	-	2.275	3.197	5.708				
Taxa média a.a.	6,1%	-	-	-	6,1%	6,6%	6,3%				
Total em 31 de dezembro de 2024	15.887	11.538	14.023	11.096	11.019	79.863	143.426	137.549			
Taxa média a.a.	7,0%	7,4%	7,1%	6,9%	7,3%	6,6%	6,8%				
Total em 31 de dezembro de 2023	20.923	14.844	12.351	12.330	8.791	70.192	139.431	141.987			
Taxa média a.a.	5,8%	5,8%	6,3%	6,1%	5,9%	6,5%	6,4%				

(1) Em 31 de dezembro de 2024, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 12,52 anos (11,38 anos em 31 de dezembro de 2023).

(2) Operações com indexador variável + spread fixo.

(3) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

Em 31 de dezembro de 2024, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 69.193 (R\$ 67.639, em 31 de dezembro de 2023); 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\$ 68.356 (R\$ 74.348, em 31 de dezembro de 2023).

Em relação à reforma das taxas de juros referenciais (*IBOR Reform*), tendo em vista o fim da publicação da LIBOR (*London Interbank Offered Rate*) em dólares (US\$), de um, três e seis meses, houve a necessidade de alteração dos contratos da companhia referenciados nesses indexadores.

Em 31 de dezembro de 2024, aproximadamente 18% do valor dos financiamentos são dívidas que passaram a ser atreladas ao SOFR (*Secured Overnight Financing Rate*) e ter como parâmetro o Spread de Ajuste de Crédito (CSA - *Credit Spread Adjustment*) negociados com os credores.

Todas as renegociações realizadas foram tão somente para a troca do indexador da LIBOR e foram necessárias como consequência direta da reforma da taxa de juros de referência e, nesses novos fluxos de caixa renegociados, a troca do indexador foi economicamente equivalente a base anterior. Desse modo, as mudanças foram prospectivas, com o reconhecimento de juros pelo novo indexador nos períodos aplicáveis às alterações realizadas.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.4.1.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2030 em diante						Consolidado	
	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	31.12.2024	31.12.2023
Principal	13.360	11.787	14.291	11.761	12.272	81.882	145.353	141.273
Juros	9.591	9.045	7.871	6.735	6.459	86.546	126.247	109.128
Total (1)	22.951	20.832	22.162	18.496	18.731	168.428	271.600	250.401

(1) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 31.

30.5. Linhas de crédito

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura		Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo
No exterior (Valores em US\$ milhões)							
PGT BV (1)	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026		5.000	-	5.000
PGT BV	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2026		2.050	-	2.050
Total					7.050	-	7.050
No país							
Petrobras (2)	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2030		2.000	-	2.000
Petrobras (3)	Banco do Brasil	04/10/2018	04/09/2029		4.000	-	4.000
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido		329	-	329
Total					6.329	-	6.329

(1) Em 08 de abril de 2024, houve redução de parte da linha de crédito compromissada (Revolving Credit Facility) para US\$ 4.110 milhões, ante US\$5.000 milhões contratados em 2021. Dessa forma, US\$5.000 milhões estarão disponíveis para saque até 16 de novembro de 2026 e US\$ 4.110 milhões estarão disponíveis para saque entre 16 de novembro de 2026 e 16 de novembro de 2028.

(2) Em 27 de dezembro de 2024, foi aditado o contrato da linha de crédito com o Banco do Brasil de R\$ 2 bilhões, alongando o prazo para 26 de setembro de 2030.

(3) Em 18 de junho de 2024, houve renovação da linha de crédito com o Banco do Brasil alongando seu prazo para 04 de setembro de 2029 e aumentando seu valor de R\$ 2 bilhões para R\$ 4 bilhões.

30.6. Covenants e Garantias

30.6.1. Covenants

Em 31 de dezembro de 2024, 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; (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 instituem 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.

Se a companhia descumprir alguma das obrigações mencionadas acima, ou for incapaz de remediar, ou continuar não atendendo as obrigações dentro do período de cura que varia entre 30 e 60 dias (dependendo do contrato) após ter recebido uma notificação por escrito do(s) credor(es) especificando tal inadimplemento ou violação e exigindo que fosse remediado e declarando que tal notificação é um "Aviso de Inadimplemento", isso pode ser declarado um Evento de Inadimplência e, ocasionalmente, a dívida relacionada a esse contrato será considerada vencida e exigível.

30.6.2. 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 11,9% do total dos financiamentos, com destaque para contrato obtido junto ao China Development Bank (CDB), conforme nota explicativa 34.6.

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 inicialmente 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.

31. 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:

	Arrendadores no país		Arrendadores no exterior		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	Total	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	32.883	130.748	163.631			
Remensuração/Novos contratos			8.599	45.099	53.698	
Pagamentos de principal e juros (1)			(14.286)	(28.101)	(42.387)	
Encargos incorridos no período			2.844	9.547	12.391	
Variações monetárias e cambiais			3.919	38.330	42.249	
Ajuste acumulado de conversão			-	224	224	
Transferências			-	235	235	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	33.959	196.082	230.041</			

Em determinados contratos, há pagamentos variáveis e prazos inferiores a 1 ano que são reconhecidos como despesa:

	Consolidado	
	2024	2023
Pagamentos variáveis	5.565	5.337
Prazo inferior a 1 ano	515	542
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos	13%	17%

Em 31 de dezembro de 2024, 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\$ 402.710 (R\$ 316.418 em 31 de dezembro de 2023).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.4.1.

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 são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 35.2.2).

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.

32. Patrimônio líquido

32.1. Capital subscrito e integralizado

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, 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.

32.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de R\$ 7 (R\$ 7 em 31 de dezembro de 2023), reconhecidas contra ações em tesouraria.

32.3. Transações de capital

32.3.1. 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 2023).

32.3.2. 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\$ 3.799 (R\$ 3.799 em 31 de dezembro de 2023).

32.3.3. Ações em tesouraria

Em 31 de dezembro de 2024, as ações de titularidade da Petrobras mantidas em tesouraria, no montante de R\$ 5.570 (R\$ 3.651 em 31 de dezembro de 2023), estão representadas por 155.764.169 ações, sendo 222.760 ações ordinárias e 155.541.409 ações preferenciais.

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento da totalidade das ações em tesouraria, sem redução do capital social, conforme nota 36.

32.4. Destinação do resultado e remuneração aos acionistas

A destinação do lucro líquido do exercício e os dividendos propostos são demonstrados a seguir.

	Controladora	
	2024	2023
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	36.606	124.606
Dividendos prescritos	316	33
Lucros acumulados para destinação	36.922	124.639
Destinação dos lucros acumulados:		
Reserva legal ⁽¹⁾	-	6.160
Reserva de custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico ⁽¹⁾	-	634
Reserva de incentivos fiscais	790	1.555
Reserva de remuneração do capital	-	43.871
Dividendos propostos dos lucros acumulados	36.132	72.419
Total da destinação dos lucros acumulados	36.922	124.639
Dividendos propostos dos lucros acumulados:		
Dividendos mínimos obrigatórios	8.954	29.223
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	27.178	43.196
Dividendos propostos dos lucros acumulados	36.132	72.419
Dividendos adicionais da reserva de remuneração do capital	21.936	-
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	15.838	-
Dividendos adicionais das reservas de lucros	37.774	-
Total dos dividendos propostos pela administração ⁽²⁾	73.906	72.419

(1) O saldo dessas reservas alcançou seu limite legal ou estatutário em 31 de dezembro de 2023, não cabendo a destinação do lucro líquido do exercício de 2024, conforme nota 32.4.1.
(2) A AGO de abril de 2024 alterou a proposta original da administração para destinação do resultado do exercício de 2023, modificando os dividendos propostos para R\$ 94.354, conforme nota 32.4.2e.

32.4.1. Reservas de lucros

O quadro a seguir demonstra a movimentação das reservas de lucros:

	Controladora						
	Estatutárias					Dividendos adicionais propostos	Total
	Legal	Custeio dos programas de P&D	Remuneração do capital	Incentivos fiscais	Retenção de lucros		
Saldos em 1º de janeiro de 2023	34.926	9.638	-	5.944	42.023	35.815	128.346
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2023	-	-	-	-	-	(35.815)	(35.815)
Apropriações do lucro líquido em reservas	6.160	634	43.871	1.555	-	-	52.220
Destinação de dividendos do exercício de 2023	-	-	-	-	-	14.204	14.204
Saldos em 31 de dezembro de 2023	41.086	10.272	43.871	7.499	42.023	14.204	158.955
Saldos em 1º de janeiro de 2024	41.086	10.272	43.871	7.499	42.023	14.204	158.955
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2024	-	-	(21.935)	-	-	(14.204)	(36.139)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	790	-	-	790
Destinação de dividendos do exercício de 2024	-	-	(21.936)	-	(15.838)	9.145	(28.629)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	41.086	10.272	-	8.289	26.185	9.145	94.977

Reserva legal

Constituída por meio da apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, conforme o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações, até o limite de 20% do capital social. A reserva somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital. O saldo dessa reserva alcançou o limite legal em 31 de dezembro de 2023.

Reservas estatutárias

De acordo com o Estatuto Social, a constituição das reservas estatutárias previstas abaixo deverá ser considerada na proposta para distribuição de lucros, observada a seguinte ordem de prioridade:

- Reserva de custeio dos programas de P&D: constituída mediante a apropriação do lucro líquido equivalente a 0,5% do capital social, até o limite de 5% do capital social, e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva atingiu o limite em 31 de dezembro de 2023.

- Reserva de remuneração do capital: poderá ser constituída mediante a apropriação de até 70% do lucro líquido ajustado de cada exercício, observados o art. 202 da Lei das Sociedades por Ações e a Política de Remuneração aos Acionistas, até o limite do capital social, tendo como finalidade assegurar recursos para o pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio, ou outra forma de remuneração aos acionistas prevista em lei, suas antecipações, recompras de ações autorizadas por lei, absorção de prejuízos e, como finalidade remanescente, incorporação ao capital social.

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.

O saldo desta reserva é referente ao incentivo de subvenção para investimentos no 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.

32.4.2. Remuneração aos acionistas da Petrobras

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos, juros sobre o capital próprio (JCP) e recompra de ações com base nos limites definidos em lei, no estatuto social e na política de remuneração aos acionistas da companhia.

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

A política de remuneração aos acionistas, aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de julho de 2023, 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, a qual poderá ser distribuída independente do seu nível de endividamento, desde que observados os princípios previstos na política. Essa 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 ao nível máximo de endividamento definido no plano estratégico em vigor (US\$ 75 bilhões no PN 2025–2029) 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 45% do fluxo de caixa livre, correspondente ao fluxo de caixa operacional deduzido das aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US\$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da companhia. A fórmula acima será aplicada, a cada trimestre, sobre os fluxos de caixa do consolidado da companhia do respectivo trimestre;

- eventuais valores relativos às recompras de ações realizadas pela companhia, apresentadas na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado de cada período, serão deduzidos do valor resultante da fórmula aplicada a cada trimestre;

- a companhia poderá, em casos excepcionais, realizar a distribuição de remuneração extraordinária aos acionistas, 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 remuneração aos acionistas 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 prazo, além de conferir previsibilidade ao fluxo de pagamentos de dividendos aos acionistas. Consequentemente, o pagamento da remuneração aos acionistas não deve comprometer a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos da companhia.

b) Programa de recompra de ações

Em 3 de agosto de 2023, o Conselho da Administração aprovou o Programa de Recompra de Ações, visando a aquisição de até 157,8 milhões ações preferenciais de emissão da companhia, na Bolsa de Valores do Brasil (B3), para permanência em tesouraria com posterior cancelamento, sem redução do capital social. O Programa foi realizado no contexto da Política de Remuneração de Acionistas, aprovada em 28 de julho de 2023, e no prazo máximo de 12 meses.

Em 4 de agosto de 2024, o Programa foi encerrado e, ao longo do período em que esteve vigente, resultou na recompra de um total de 155.468.500 ações preferenciais pela companhia, no montante de R\$ 5.563, considerando os custos de transação de R\$ 2, sendo:

- 104.064.000 ações no período de agosto a dezembro de 2023 no valor de R\$ 3.644, incluindo custos de transação; e
- 51.404.500 ações no período de janeiro a junho de 2024 no valor de R\$ 1.919, incluindo custos de transação.

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento da totalidade das ações em tesouraria, sem redução do capital social, conforme nota 36.

c) Proposta de remuneração aos acionistas da Petrobras

A remuneração aos acionistas do exercício de 2024 da Petrobras, no montante de R\$ 75.825, foi calculada com base na fórmula da política de 45% do fluxo de caixa livre de 2024, que inclui a recompra de ações, além da distribuição de dividendos extraordinários, conforme a seguir:

	Controladora	
	2024	2023
Dividendos e juros sobre o capital próprio (JCP) ⁽¹⁾	73.906	72.419
Recompra de ações ⁽²⁾	1.919	3.642
Total da remuneração aos acionistas	75.825	76.061

(1) A AGO de abril de 2024 alterou a proposta original da administração para destinação do resultado do exercício de 2023, modificando os dividendos propostos para R\$ 94.354, conforme nota 32.4.2e.
(2) Excluiu custos de transação.

d) Dividendos antecipados relativos ao exercício de 2024

Em 2024, o CA aprovou antecipações de dividendos e JCP no montante de R\$ 64.139, equivalente a R\$ 4,97639197 por ação preferencial e ordinária em circulação em cada trimestre, com base no resultado de janeiro a setembro de 2024 e com a utilização de reservas de lucros, conforme quadro a seguir:

	Controladora			
	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação PN e ON (R\$)	Valor
Dividendos e JCP - 1º trimestre de 2024 ⁽¹⁾	13.05.2024	11.06.2024	1,04524226	13.446
Dividendos e JCP - 2º trimestre de 2024	08.08.2024	21.08.2024	1,05320017	13.574
Dividendos e JCP - 3º trimestre de 2024	07.11.2024	23.12.2024	1,32820661	17.119
Dividendos extraordinários	21.11.2024	11.12.2024	1,55174293	20.000
Total da antecipação da remuneração aos acionistas			4,97639197	64.139
Atualização monetária das antecipações pela Selic ⁽²⁾			0,04819801	622
Total da antecipação da remuneração aos acionistas atualizada monetariamente pela Selic			5,02458998	64.761
Com resultado do exercício				36.132
Com reservas de lucros				28.629

(1) O valor por ação foi atualizado devido à alteração do número de ações em tesouraria decorrente do programa de recompra de ações.
(2) O valor por ação da atualização monetária das antecipações pela Selic foi calculado com base nas ações em circulação em 31 de dezembro de 2024

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2024, no valor de R\$ 622 (R\$ 0,04819801 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 2024.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2024 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de R\$ 7.373. 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 legislação vigente.

e) Dividendos propostos relativos ao exercício de 2024

A proposta de dividendos registrada nas demonstrações financeiras da companhia, sujeita à aprovação na AGO, é a seguinte:





	2024	Controladora 2023
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	36.606	124.606
Apropriação:		
Reserva legal	-	(6.160)
Reserva de incentivos fiscais	(790)	(1.555)
Lucro líquido ajustado	35.816	116.891
Dividendos mínimos obrigatórios:		
25% do lucro líquido ajustado	8.954	29.223
Dividendos adicionais:		
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	27.178	43.196
Dividendos adicionais da reserva de remuneração do capital	21.936	-
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	15.838	-
Total dos dividendos propostos ⁽¹⁾	73.906	72.419
Ações preferenciais (PN) – R\$ 5,73413520 por ação em circulação em 2024 (R\$ 5,56928679 ⁽¹⁾ por ação em circulação em 2023)	31.231	30.978
Ações ordinárias (ON) – R\$ 5,73413520 por ação em circulação em 2024 (R\$ 5,56928679 ⁽¹⁾ por ação em circulação em 2023)	42.675	41.441

(1) A AGO de abril de 2024 alterou a proposta original da administração para destinação do resultado do exercício de 2023, modificando os dividendos propostos para R\$ 94.354 (equivalentes a R\$ 7,26991085 por ação preferencial e ordinária em circulação).

A proposta de dividendos do exercício de 2024 a ser encaminhada para aprovação da AGO de 2025, no montante de R\$ 73.906 (R\$ 5,73413520 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de R\$ 8.954, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de R\$ 27.178 oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício e R\$ 37.774 oriundos das reservas de remuneração do capital e de retenção de lucros. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais e está aderente à política de remuneração aos acionistas.

Em 25 de abril de 2024, a AGO aprovou a destinação do resultado do exercício de 2023 com alteração da proposta original da administração, de 7 de março de 2024, de dividendos referentes à aplicação da fórmula da Política de Remuneração aos Acionistas (R\$ 72.419), ajustando-a para contemplar a distribuição de 50% do lucro líquido remanescente que estava alocado à reserva de remuneração do capital como dividendo extraordinário (R\$ 21.935). Dessa forma, o total dos dividendos relativos ao exercício de 2023 aprovados na AGO alcançou R\$ 94.354 (equivalentes a R\$ 7,26991085 por ação preferencial e ordinária em circulação).

f) Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de dividendos a pagar aos acionistas da Petrobras é de R\$ 16.334, líquido de IRRF sobre JCP de R\$ 785, referente à antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 7 de novembro de 2024 relativa ao terceiro trimestre de 2024. A primeira parcela desses dividendos foi paga em 20 de fevereiro de 2025 e a segunda parcela será paga em 20 de março de 2025.

	2024	Controladora 2023
Movimentação dos dividendos a pagar		
Saldo inicial	16.947	21.751
Adição por deliberação da AGO	36.139	35.815
Adição por deliberação do CA (antecipações)	64.139	57.152
Pagamento	(100.305)	(97.925)
Atualização monetária	1.969	2.562
Transferências (dividendos não reclamados)	(394)	(405)
IRRF sobre JCP e atualização monetária ⁽¹⁾	(2.161)	(2.003)
Saldo final	16.334	16.947

(1) Inclui IRRF sobre JCP deliberados em 2024 de R\$ 1.965 e sobre atualização monetária dos dividendos pagos em 2024 de R\$ 196.

Os dividendos adicionais propostos de R\$ 9.145 (vide nota 32.4.1), equivalentes a R\$ 0,70954522 por ação preferencial e ordinária em circulação, estão destacados no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2024 até que a proposta de remuneração aos acionistas seja aprovada pela AGO em abril de 2025, quando serão reconhecidos como passivo.

No exercício de 2024, a Petrobras realizou os seguintes desembolsos de dividendos:

Eventos	Data de pagamento	Provento deliberado	Atualização monetária	IRRF s/ atualização monetária	Dividendos não reclamados	Total pago
Dividendos e JCP do 3º trimestre de 2023 ⁽¹⁾	Fev- Mar/2024	16.947	336	(34)	(77)	17.172
Dividendos complementares de 2023	Mai-Jun/2024	36.139	1.633	(162)	(170)	37.440
Dividendos e JCP do 1º trimestre de 2024 ⁽²⁾	Ago- Set/2024	12.752	-	-	(53)	12.699
Dividendos e JCP do 2º trimestre de 2024 ⁽³⁾	Nov- Dez/2024	13.088	-	-	(58)	13.030
Dividendos extraordinários de 2024	23/12/2024	20.000	-	-	(91)	19.909
Pagamentos residuais de dividendos de exercícios anteriores	Jan- Dez/2024	-	-	-	55	55
Total		98.926	1.969	(196)	(394)	100.305

(1) Valor bruto deliberado de R\$ 17.460, líquido de IRRF s/ JCP de R\$ 513 recolhido em 2023.

(2) Valor bruto deliberado de R\$ 13.446, líquido de IRRF s/ JCP de R\$ 694 recolhido em 2024.

(3) Valor bruto deliberado de R\$ 13.574, líquido de IRRF s/ JCP de R\$ 486 recolhido em 2024.

A remuneração aos acionistas do exercício de 2023, alterada após aprovação da AGO de abril de 2024, contemplou os dividendos complementares de R\$ 36.139, que foram reclassificados do patrimônio líquido para o passivo na data de aprovação da AGO e pagos em duas parcelas no exercício de 2024, atualizadas monetariamente pela taxa Selic desde 31 de dezembro de 2023 até as respectivas datas de pagamento.

32.4.3. Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo dos dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras representa R\$ 1.708 (R\$ 1.630 em 31 de dezembro de 2023) registrado em outros passivos circulantes, conforme nota explicativa 21. O pagamento desses dividendos não foi efetivado pela existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco escriturador das ações da companhia.

	2024	Controladora 2023
Movimentação dos dividendos não reclamados		
Saldo inicial	1.630	1.258
Prescrição	(316)	(33)
Transferências (dividendos a pagar)	394	405
Saldo final	1.708	1.630

Como a companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de R\$ 316 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 31.12.2024
Expectativa de prescrição dos dividendos não reclamados	
2025	844
2026	423
2027	441
Total	1.708

Prática contábil

O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizado 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.

32.5. Resultado por ação

	Consolidado e Controladora	
	2024	2023
Numerador básico e diluído - Lucro atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações		
Lucro líquido do exercício		
Ordinárias	21.120	71.212
Preferenciais	15.486	53.394
	36.606	124.606
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	5.456.530.746	5.580.057.862
	12.898.762.128	13.022.289.244
Lucro básico e diluído por ação (R\$ por ação)		
Ordinárias	2,84	9,57
Preferenciais	2,84	9,57

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. A variação na média ponderada da quantidade de ações em circulação é decorrente do Programa de Recompra de Ações (ações preferenciais) da companhia encerrado em 4 de agosto de 2024.

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.

33. 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 companhia. 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.

No contexto do seu processo corporativo de gestão de riscos, a Petrobras mantém instrumentos financeiros derivativos para proteger suas exposições aos riscos de mercado em determinadas ocasiões, além de designar como contabilidade de hedge (*hedge accounting*) relações entre certas obrigações em dólares e exportações futuras altamente prováveis para proteção das flutuações cambiais.

A companhia apresenta análise de sensibilidade no horizonte de aplicação 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.

Os efeitos dos instrumentos financeiros derivativos e do *hedge accounting* são demonstrados a seguir:

33.1. Demonstração de resultado

	Consolidado Ganho/(Perda) reconhecido(a) no exercício	
	2024	2023
Risco cambial		
Cross currency Swap - CDI x US\$ - 33.4.1 (b)	(533)	398
Outros derivativos	1	2
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 33.4.1 (a)	(16.246)	(18.846)
Risco de taxa de juros		
Swap - IPCA X CDI - 33.4.1 (b)	(426)	127
Reconhecido em Resultado Financeiro	(17.204)	(18.319)
Risco de preço (derivativos de commodities)		
Reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	217	84
Total	(16.987)	(18.235)

O efeito no resultado dos derivativos reflete as operações em aberto e as operações encerradas ao longo do exercício.

33.2. Demonstração de resultados abrangentes

	Consolidado Ganho/(Perda) reconhecido(a) no exercício	
	2024	2023
Hedge accounting		
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 33.4.1 (a)	(69.261)	41.256
Imposto de renda e contribuição social diferidos	23.549	(14.027)
Total	(45.712)	27.229

33.3. Balanço patrimonial

Ativos e passivos

	31.12.2024	Consolidado 31.12.2023
Valor justo da posição Ativa (Passiva)		
Operações com derivativos em aberto	(624)	96
Operações com derivativos encerradas e não liquidadas financeiramente	6	49
Total reconhecido no balanço patrimonial	(618)	145
Outros ativos (nota explicativa 21)	181	443
Outros passivos (nota explicativa 21)	(799)	(298)

O detalhamento das posições com derivativos em aberto mantidas pela companhia, que representa sua exposição a riscos, está apresentado a seguir:

	Valor nominal		Valor Justo Posição Ativa (Passiva)		Hierarquia do valor justo	Vencimento
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023		
Derivativos não designados como Hedge accounting						
Risco cambial						
Cross currency swap - CDI x US\$ ⁽¹⁾	US\$ 488	US\$ 729	(650)	(237)	Nível 2	2029
Contrato a termo - Venda/Câmbio (BRL/USD) ⁽¹⁾	(20)	(1)	1	-	Nível 2	2025
Risco de taxa de juros						
Swap - IPCA X CDI	3.008	3.008	108	329	Nível 2	2029/2034
Risco de preço						
Contratos Futuros - petróleo e derivados ⁽²⁾	(1.450)	(1.053)	(83)	4	Nível 1	2025
Swap - Óleo de Soja - Posição vendida ⁽³⁾	-	(1)	-	-	Nível 2	-
Total de operações com derivativos em aberto			(624)	96		

(1) Valores em US\$ (dólares) representam milhões das respectivas moedas.

(2) Valor nominal em mil bbl.

(3) Valor nominal em mil toneladas (operações da controlada PBIO).

Operações com derivativos comerciais exigem garantias, registradas em outros ativos e passivos:

	Consolidado Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2024	31.12.2023
Derivativos de commodities	426	85

Patrimônio líquido

	Consolidado Perda acumulada em outros resultados abrangentes	
	2024	2023
Hedge accounting		
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 33.4.1 (a)	(98.094)	(28.833)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	33.353	9.804
Total	(64.741)	(19.029)

33.4. Risco de mercado

33.4.1. Gerenciamento de risco cambial

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, para o qual, avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares, 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 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 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 da companhia em um dado período ocorre por meio do conjunto (portfólio) de endividamento em dólares, buscando a proteção mais eficiente e considerando as alterações nas posições de tais conjuntos ao longo do tempo. O hedge accounting envolvendo exportações futuras da companhia está apresentado na nota explicativa 33.4.1(a).

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. As posições com derivativos de moeda estão apresentadas na nota explicativa 33.3.

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

A companhia utiliza o hedge accounting para o risco decorrente das variações cambiais de “exportações futuras altamente prováveis” (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares (instrumentos de proteção).

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2024, 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 6,1923, são apresentados a seguir:

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco protegido	Período de proteção	Valor de referência (a valor presente) dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2024	
				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/2025 a dez/2034	65.900	408.073
Movimentação do valor de referência (principal e juros)				US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2023				65.138	315.350
Novas designações, revogações e redesignações				18.993	104.302
Realização por exportações				(9.767)	(52.126)
Amortização de endividamento				(8.464)	(46.114)
Variação cambial				-	86.661
Designação em 31 de dezembro de 2024				65.900	408.073
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) designados em 31 de dezembro de 2024				84.690	524.425

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foi reconhecido uma perda cambial de R\$ 1.154 referente à inefetividade na linha de variação cambial (ganho cambial de R\$ 829 no exercício findo em 31 de dezembro de 2023).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de hedge de fluxo de caixa representam, em média, 69,11% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a variação cambial acumulada, registrada no patrimônio líquido, a ser realizada pelas exportações futuras:

	2024	2023
Saldo inicial	(28.833)	(70.089)
Reconhecido no patrimônio líquido	(85.507)	22.410
Transferido para resultado por realização	16.246	18.846
Outros resultados abrangentes	(69.261)	41.256
Saldo final	(98.094)	(28.833)

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 resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo Brent mais baixo em US\$ 10/barril que o considerado na última revisão do PN 25-29, não indicaria a necessidade de reclassificação da 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 2024 é demonstrada a seguir:

	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total
Expectativa de realização	(17.672)	(18.118)	(18.338)	(14.302)	(11.632)	(18.032)	(98.094)

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 (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. 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 (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 reclassificada 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 ineffectividade 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) Instrumentos financeiros derivativos não designados como hedge accounting

A Petrobras contratou em 2019 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 setembro de 2024, o valor nocional do cross-currency swap vencido foi de US\$ 241 milhões.

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, considerando que a companhia utiliza bancos de primeira linha.

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, citada anteriormente, que resultou em impacto de 618BP (basis points) na taxa de juros estimada. O efeito desta análise de sensibilidade, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, está apresentada na tabela a seguir:

Instrumento	Consolidado			
	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2024	2023	2024	2023
Swap CDI x US\$	8.752	36.320	11.609	5.398
AA	1.950	2.871	5.422	3.150
A	6.800	33.350	6.187	2.248
BBB	2	99	-	-
Outras classificações no exterior	1.331	15.741	6.355	-
Com grau de investimento - rating local	10.163	9.520	12.038	19.911
AAA.br	10.163	9.520	12.038	19.911
Outras classificações no Brasil	8	32	-	2
Total	20.254	61.613	30.002	25.311

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

As análises de sensibilidade abrangem apenas a variação cambial e mantêm todas as demais variáveis constantes. O cenário considerado provável é referenciado por fonte externa, boletim Focus e Thomson Reuters, com base no câmbio previsto para o fechamento do próximo ano, conforme a seguir:

- Dólar X real - valorização do real em 3,15%;
- Euro x dólar - desvalorização do euro em 1,03%; e
- Libra x dólar - desvalorização da libra em 1,32%.

O cenário razoavelmente possível possui as mesmas referências e considera a desvalorização de 20% do câmbio de fechamento do ano (risco) em relação à moeda de referência durante o período analisado 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.

Risco	Instrumentos	Em milhões de US\$	Exposição R\$	Cenário provável	Consolidado
					Cenário razoavelmente possível
Dólar / real	Ativos	7.616	47.159	(1.487)	9.432
	Passivos	(113.943)	(705.569)	22.253	(141.114)
	Câmbio - cross currency swap	(488)	(3.023)	95	(605)
	Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	65.900	408.073	(12.870)	81.615
	Dólar/real	(40.915)	(253.360)	7.991	(50.672)
Euro / dólar	Ativos	941	5.824	60	1.165
	Passivos	(1.552)	(9.611)	(99)	(1.922)
	Euro/dólar	(611)	(3.787)	(39)	(757)
Libra / dólar	Ativos	934	5.784	77	1.157
	Passivos	(1.841)	(11.402)	(151)	(2.280)
	Libra/dólar	(907)	(5.618)	(74)	(1.123)
Outros ⁽¹⁾	Ativos	21	131	26	(14)
	Passivos	(42)	(257)	5	(52)
	Outros	(21)	(126)	31	(66)
Total		(42.454)	(262.891)	7.909	(52.618)

(1) Libra/real, Euro/real e Peso/dólar.

33.4.2. Gerenciamento de risco de preços – petróleo, derivados e outras commodities

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 de Negócios, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

A companhia, 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.

Na análise de sensibilidade dos derivativos de commodities, o cenário provável utiliza referências externas à companhia, de amplo uso no apuração 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 2024, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. O razoavelmente possível reflete o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento igual a 20%. 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.

Risco	Operações	Cenário provável	Consolidado
			Cenário razoavelmente possível
Derivativos não designados como Hedge accounting			
Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	Contratos Futuros e a Termo (Swap)	-	(918)
Óleo de soja - Flutuação dos Preços	Contratos Futuros e a Termo (Swap)	-	-
Câmbio - Desvalorização do R\$ frente ao US\$	Contratos a termo	-	(11)
Total		-	(929)

As posições com derivativos de commodities estão apresentadas na nota explicativa 33.3.

33.4.3. 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.

Na análise de sensibilidade de risco de taxa de juros, o cenário provável significa 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 2024. O valor do cenário razoavelmente possível significa o desembolso caso ocorra uma variação de 40% nessas taxas de juros, mantendo-se todas as demais variáveis constantes.

Risco	Cenário provável	Cenário
		razoavelmente possível
Financiamentos		
SOFR 3M ⁽¹⁾	574	743
SOFR 6M ⁽¹⁾	558	659
SOFR O/N ⁽¹⁾	864	1.209
CDI	2.484	3.478
TR	28	39
TJLP	325	452
IPCA	420	588
Total	5.251	7.168

(1) Representa a Secured Overnight Funding Rate (nota explicativa 24.4).

33.5. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa, para liquidar as obrigações nas datas previstas, é gerenciada pela companhia rotineiramente. O risco de liquidez também é mitigado ao se definir parâmetros de referência para a gestão do caixa e das aplicações financeiras e ao analisar periodicamente os riscos do fluxo de caixa projetado, quantificando por meio de simulações de Monte Carlo os seus principais fatores de risco, tais como preço de petróleo, taxa de câmbio, preços internacionais de gasolina e diesel, entre outros. Dessa forma, é possível dimensionar a necessidade de disponibilidades financeiras para a continuidade operacional e a execução do plano estratégico.

Nesse contexto, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Petrobras mesmo que apresentem capital circulante líquido negativo, não comprometem a sua liquidez.

Adicionalmente, a companhia mantém linhas de crédito compromissadas (revolving credit facilities) contratadas como reserva de liquidez em situações adversas, conforme nota explicativa 30.5, e 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.

Os fluxos de caixa esperados dos financiamentos, passivo de arrendamento, benefícios pós-emprego e passivo de abandono da companhia são apresentados nas notas explicativas 30.4 e 31, 18.3.4 e 20, respectivamente.

33.6. 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).

33.6.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

A qualidade do crédito destes ativos financeiros tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch, conforme a seguir:

	Consolidado			
	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2024	2023	2024	2023
Com grau de investimento - rating global	8.752	36.320	11.609	5.398
AA	1.950	2.871	5.422	3.150
A	6.800	33.350	6.187	2.248
BBB	2	99	-	-
Outras classificações no exterior	1.331	15.741	6.355	-
Com grau de investimento - rating local	10.163	9.520	12.038	19.911
AAA.br	10.163	9.520	12.038	19.911
Outras classificações no Brasil	8	32	-	2
Total	20.254	61.613	30.002	25.311

Em 31 de dezembro de 2024, o risco do Brasil é BB, o melhor nível dentro da categoria de grau especulativo, com efeito sobre a classificação de bancos brasileiros no exterior. Estes bancos formam a maior parte do saldo de Outras classificações no exterior.

Estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, possuem valores justos equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.





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

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



b) 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.

Mais informações sobre efeito das avaliações deste risco estão disponíveis nas notas explicativas 14.2 e 14.3, que apresentam a provisão para perdas de crédito esperadas e respectiva prática contábil.

34. 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 de competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade.

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, caso haja participação no capital social da controlada por parte da União ou de suas Entidades ou de autoridade do ente público a que a Petrobras estiver vinculada ou de pessoas a ele vinculadas; 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.

34.1. Transações comerciais por operação com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2024			31.12.2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	30.075	100	30.175	26.031	-	26.031
Dividendos a receber	363	-	363	344	-	344
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	887	887	-	719	719
Outras operações	38	251	289	30	198	228
Adiantamentos a fornecedores	133	1.409	1.542	553	1.578	2.131
Total	30.609	2.647	33.256	26.958	2.495	29.453
Passivo						
Arrendamentos (1)	(2.464)	(1.748)	(4.212)	(2.357)	(3.303)	(5.660)
Operações de mútuo	(763)	(111.782)	(112.545)	(1.365)	(91.806)	(93.171)
Pré pagamento de exportação	(57.300)	(288.871)	(346.171)	(6.537)	(223.976)	(230.513)
Fornecedores (nota explicativa 16)	(9.461)	-	(9.461)	(7.568)	-	(7.568)
Compras de petróleo, derivados e outras	(8.463)	-	(8.463)	(5.464)	-	(5.464)
Afretamento de plataformas	(333)	-	(333)	(260)	-	(260)
Adiantamentos de clientes	(616)	-	(616)	(1.848)	-	(1.848)
Outros	(49)	-	(49)	4	-	4
Total	(69.988)	(402.401)	(472.389)	(17.827)	(319.085)	(336.912)

(1) Inclui valores referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos com empresas do sistema requeridos pelo IFRS 16 / CPC 06 (R2) - Arrendamentos.

	2024	2023
Resultado		
Receitas, principalmente de vendas		127.604
Variações monetárias e cambiais líquidas (2)		(55.123)
Receitas (despesas) financeiras líquidas (2)		(29.208)
Total - Receitas (Despesas)	43.273	100.206

(2) Inclui os valores de R\$ 279 de variação cambial passiva e R\$ 482 de despesa financeira referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos requeridos pelo IFRS 16 / CPC 06 (R2) (R\$ 109 de variação cambial ativa e R\$ 530 de despesa financeira em 2023).

34.2. Posição patrimonial de transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2024		31.12.2023		31.12.2024		31.12.2023	
	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	29.247	1.646	30.893	26.692	(64.924)	(400.653)	(465.577)	(328.394)
Transpetro	652	14	666	644	(3.832)	(1.132)	(4.964)	(5.619)
Termoelétricas	11	-	11	1	(241)	(361)	(602)	(801)
Fundo de Investimento Imobiliário	5	-	5	6	(167)	(255)	(422)	(518)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	117	-	117	539	(468)	-	(468)	(946)
Outras controladas e Operações em conjunto	278	887	1.165	1.255	(322)	-	(322)	(616)
Total	30.310	2.547	32.857	29.137	(69.954)	(402.401)	(472.355)	(336.894)
Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto								
Empresas do Setor Petroquímico	289	100	389	173	(8)	-	(8)	(16)
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	10	-	10	143	(26)	-	(26)	(2)
Total	299	100	399	316	(34)	-	(34)	(18)
Total	30.609	2.647	33.256	29.453	(69.988)	(402.401)	(472.389)	(336.912)

34.3. Resultado de transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	2024	2023
Controladas e Operações em conjunto		
PIB BV	26.944	84.749
Transpetro	2.436	2.241
Termoelétricas	(77)	(48)
Fundo de Investimento Imobiliário	(56)	(71)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	3	15
Outras controladas e Operações em conjunto	(4.791)	(3.659)
Total	24.459	83.227
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto		
Empresas do Setor Petroquímico	18.127	15.948
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	687	1.031
Total	18.814	16.979
Total - Receitas (Despesas)	43.273	100.206

34.4. Taxas anuais de operações de mútuo

	Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023
De 7,01 a 8%	(42.676)	(41.961)
De 8,01 a 9%	(69.869)	(51.210)
Total	(112.545)	(93.171)

34.5. 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	
	31.12.2024	31.12.2023
Contas a receber, líquidas (nota explicativa 14.1)	82.951	28.797
Cessões de direitos creditórios (nota explicativa 30.1)	(85.021)	(32.006)
Total	-2.070	(3.209)
Resultado financeiro	615	4.968
Despesa financeira FIDC-NP	(5.332)	(4.352)
Resultado financeiro	83	616

34.6. Garantias

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às subsidiárias e controladas 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 o cumprimento de obrigação de terceiro, caso o devedor original não o faça.

As operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam em 31 de dezembro de 2024 os seguintes saldos a liquidar:

Data de Vencimento das Operações	PGF (1)	PGT (2)	31.12.2024	31.12.2023
			Total	Total
2024	-	-	-	2.772
2025	-	4.644	4.644	15.526
2026	2.131	1.029	3.160	5.800
2027	4.149	7.740	11.889	10.506
2028	7.498	-	7.498	5.902
2029	5.309	4.604	9.913	8.584
2030 em diante	58.278	3.750	62.028	48.948
Total	77.365	21.767	99.132	98.038

(1) Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIB BV.
(2) Petrobras Global Trading 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 2024 é de R\$ 10.342 (US\$ 1.670 milhões), e em 31 de dezembro de 2023 era de R\$ 12.132 (US\$ 2.506 milhões).

34.7. 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:

	31.12.2024		Consolidado 31.12.2023	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Empresas do setor petroquímico	401	8	219	19
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	325	90	461	48
Subtotal	726	98	680	67
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	6.898	-	8.806	-
Bancos controlados pela União Federal	74.496	16.563	75.165	10.257
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal (nota explicativa 14.1)	-	-	1.345	-
União Federal (1)	-	6.476	-	6.669
Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA	-	490	-	134
Outros	1.454	529	670	393
Subtotal	82.848	24.058	85.986	17.453
Total	83.846	25.606	86.974	18.998
Circulante	9.639	8.557	12.993	8.114
Não circulante	74.207	17.049	73.981	10.884

(1) Inclui valores de arrendamentos.
(2) Inclui valores de arrendamentos.

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

	2024	Consolidado 2023
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Empresas do setor petroquímico	18.906	16.998
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	262	282
Subtotal	19.168	17.280
Entidades governamentais		
Títulos públicos federais	773	1.047
Bancos controlados pela União Federal	(10)	(91)
Setor elétrico		1.156
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	36	81
União Federal	(566)	(614)
Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA	(3.367)	(1.795)
Outros	(1.415)	(1.006)
Subtotal	(4.549)	(1.222)
Total - Receitas (Despesas)	14.520	15.961

Receitas, principalmente de vendas	19.063	17.245
Compras e serviços	79	57
Receitas (despesas) operacionais	(4.867)	(2.902)
Variações monetárias e cambiais líquidas	(524)	(1.318)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	769	2.879
Total - Receitas (Despesas)	14.520	15.961

Informações sobre os precatórios expedidos a favor da companhia oriundas da Conta Petróleo e Álcool estão divulgadas

Informações sobre os precatórios expedidos a favor da companhia oriundas da Conta Petróleo e Álcool estão divulgadas na nota explicativa 14.

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 18.

34.8. Remuneração dos membros chave 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 2024 e 2023 foram as seguintes:

Menor remuneração	4.458	4.505
Remuneração média	25.908	24.100
Maior remuneração	110.931	105.367
Quantidade de empregados	41.778	40.213

As remunerações anuais da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2024 e 2023 foram as seguintes:

Menor remuneração (1)	2.436.930	148.388
Remuneração média (2)	3.317.995	3.748.139
Maior remuneração (3)	3.055.923	2.754.630

(1) Corresponde a menor remuneração anual, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024, que tenham atuado por 12 meses. Caso não tenham membros que não se enquadrem nesta condição, deve ser considerado o menor valor pago.
(2) Corresponde ao valor total da remuneração anual, incluindo dispêndio com ex-membros, dividido pelo número de posições remuneradas (9), conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 (1) Corresponde a menor remuneração anual, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024, que tenham atuado por 12 meses. Caso não tenham membros que não se enquadrem nesta condição, deve ser considerado o menor valor pago.
(2) Corresponde ao valor total da remuneração anual, incluindo dispêndio com ex-membros, dividido pelo número de posições remuneradas (9), conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024.
(3) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual, sem qualquer exclusão, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024.

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 Gestão e da Inovação em Serviços Públicos, e pelo Ministério de Minas e Energia, sendo apresentadas a seguir:

	Executiva Administração		Total	Executiva Administração		Total
	2024	2023		2024	2023	
Salários e benefícios	16,7	1,3	18,0	15,2	1,0	16,2
Encargos sociais	4,5	0,3	4,8	4,2	0,2	4,4
Previdência complementar	1,1	-	1,1	1,0	-	1,0
Remuneração variável	14,5	-	14,5	14,4	-	14,4
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	2,3	-	2,3	4,1	-	4,1
Remuneração total	39,1	1,6	40,7	38,9	1,2	40,1
Remuneração total - pagamento realizado (1)	34,4	1,6	36,0	37,9	1,2	39,1
Número de membros - média mensal no exercício	9,00	11,00	20,00	9,00	11,00	20,00
Número de membros remunerados - média mensal no exercício	9,00	8,00	17,00	9,00	6,33	15,33

(1) Inclui em Diretoria Executiva a remuneração variável para os Administradores.

No exercício de 2024, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros totalizou R\$ 75,42



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 4 parcelas anuais.

Em 31 de dezembro de 2024, a companhia provisionou R\$ 14,5 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2024 para os membros da Diretoria Executiva (R\$ 14,4 em 31 de dezembro de 2023).

Compromisso de Indenidade

Desde 2002, o estatuto social da companhia estabelece a obrigação de indenizar e manter indenidos seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da companhia, além de manter contrato de seguro permanente em favor desses administradores, para resguardá-los das responsabilidades por atos decorrentes do exercício do cargo ou função. A partir de 2018, o estatuto passou a prever, ainda, a possibilidade de a Petrobras celebrar contratos de indenidade, de forma a fazer frente a toda e qualquer despesa em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar 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, estando os limites e a forma da defesa em processos judiciais e administrativos definidos na Política de Aplicação e Governança do Compromisso de Indenidade, aprovada pelo Conselho de Administração.

O primeiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 18 de dezembro de 2018, com prazo de vigência se iniciando 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 R\$ 1.955.

O segundo Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 25 de março de 2020, com prazo de vigência se iniciando 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 R\$ 1.521.

O terceiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 30 de março de 2022, com prazo de vigência se iniciando 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 R\$ 950.

O quarto Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 27 de março de 2024, com prazo de vigência se iniciando a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2026. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi no valor de R\$997. 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 Directors & Officers (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, observado o princípio da presunção de inocência; (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; ou (vi) 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.

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 conclua 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.

35. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Valores pagos durante o exercício				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	6.899	6.969	6.420	6.600
Transações que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	6.212	-	6.212	-
Arrendamentos	56.222	74.155	58.700	74.769
Constituição de provisão para desmantelamento de áreas	38.902	13.085	38.879	13.033
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	1.412	711	1.133	662
Pré pagamento de exportação	-	-	7.212	75.233
Remensuração de imobilizado adquirido em períodos anteriores	-	21	-	21
Earnout dos campos de Atapu e Sélia	1.482	1.389	1.482	1.389

35.1. Reconciliação depreciação com demonstração dos fluxos de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Depreciação e depleção no Imobilizado	80.452	76.324	83.074	79.833
Amortização no Intangível	723	517	691	487
	81.175	76.841	83.765	80.320
Depreciação de direito de uso – recuperação de PIS/COFINS	(920)	(821)	(1.011)	(895)
Parcela capitalizada da depreciação	(13.222)	(9.816)	(13.222)	(9.816)
Depreciação, depleção e amortização na DFC e DVA	67.033	66.204	69.532	69.609

36. Eventos subsequentes

Cancelamento de ações em tesouraria

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento do total de 155.764.169 ações em tesouraria, sem redução do capital social, sendo 155.541.409 de ações preferenciais e 222.760 de ações ordinárias.

Com o cancelamento das ações em tesouraria, o capital social da companhia passa a ser dividido em 7.442.231.382 ações ordinárias e 5.446.501.379 ações preferenciais, todas sem valor nominal.

A proposta de atualização do Estatuto Social da companhia, para refletir essa nova quantidade de ações, será submetida à Assembleia Geral.

Recebimentos de pagamentos contingentes

Em janeiro de 2025, a Petrobras recebeu pagamentos contingentes (*earnout*) referentes a três operações, totalizando R\$ 3.702, sendo:

- R\$ 2.161 dos parceiros dos blocos de Sélia e Atapu, referente ao Excedente da Cessão Onerosa;
- R\$ 1.025 da Petro Rio Jaguar Petróleo S.A. (PRIO), relativo à venda da participação da Petrobras no campo de Albacora Leste; e
- R\$ 516 da Karoon Petróleo & Gás Ltda. correspondente a venda do campo de Baúna.

Todos esses recebimentos estão de acordo com os termos dos contratos negociados entre as partes.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)

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 2024, 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. Os volumes na Bolívia não são registrados, uma vez que a Constituição deste país não permite. 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				Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	Exterior		Total	
		América do Sul	Outros		
31 de dezembro de 2024					
Reservas de petróleo e gás não provadas	18.105	993	-	993	19.098
Reservas de petróleo e gás provadas	464.968	1.756	-	1.756	466.724
Equipamentos de suporte	588.719	4.496	5	4.501	593.220
Custos capitalizados brutos	1.071.792	7.245	5	7.250	1.079.042
Depreciação, depleção e amortização	(358.782)	(5.049)	(5)	(5.054)	(363.836)
Custos capitalizados, líquidos	713.010	2.196	-	2.196	715.206
31 de dezembro de 2023					
Reservas de petróleo e gás não provadas	18.223	295	-	295	18.518
Reservas de petróleo e gás provadas	398.906	1.176	-	1.176	400.082
Equipamentos de suporte	500.032	3.670	4	3.674	503.706
Custos capitalizados brutos	917.161	5.141	4	5.145	922.306
Depreciação, depleção e amortização	(305.017)	(3.928)	(4)	(3.932)	(308.949)
Custos capitalizados, líquidos	612.144	1.213	-	1.213	613.357
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
Equipamentos de suporte	363.855	3.820	-	3.820	367.675
Custos capitalizados brutos	819.140	5.175	-	5.175	824.315
Depreciação, depleção e amortização	(275.685)	(4.011)	-	(4.011)	(279.696)
Custos capitalizados, líquidos	543.455	1.164	-	1.164	544.619

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				Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	Exterior		Total	
		América do Sul	Outros		
31 de dezembro de 2024					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	-	-	-	-	-
Não provadas	116	-	-	116	-
Custos de exploração	4.652	658	658	5.310	-
Custos de desenvolvimento	78.085	181	181	78.266	73
Total	82.853	839	839	83.692	73
Em 31 de dezembro de 2023					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	-	-	-	-	-
Não provadas	729	-	-	729	-
Custos de exploração	5.401	58	58	5.459	50
Custos de desenvolvimento	54.391	266	266	54.657	185
Total	60.521	324	324	60.845	235
Em 31 de dezembro de 2022					
Aquisição de campos com reservas:					
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

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 2024, 2023 e 2022 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para os seus segmentos de RTC e de G&EBC, respectivamente, 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:

	Consolidado				Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	Exterior		Total	
		América do Sul	América do Norte		
Em 31 de dezembro de 2024					
Receitas operacionais líquidas:					
Vendas a terceiros	934	714	-	714	1.648
Intersegmentos	323.287	(1)	-	(1)	323.286
	324.220	714	-	714	324.934
Custos de produção	(83.348)	(313)	-	(313)	(83.661)
Despesas de exploração	(4.928)	(69)	-	(69)	(4.997)
Depreciação, exaustão e amortização	(49.659)	(240)	-	(240)	(49.899)
<i>Impairment</i> dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(7.561)	(25)	-	(25)	(7.586)
Outras despesas operacionais	(31.441)	(27)	371	(8)	(31.105)
Resultado antes dos impostos	147.282	41	371	(8)	147.686
Imposto de renda e contribuição social	(50.216)	(47)	30	20	(50.213)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	97.066	(6)	401	12	407
Em 31 de dezembro de 2023					
Receitas operacionais líquidas:					
Vendas a terceiros	3.178	681	-	681	3.859
Intersegmentos	330.073	2	-	2	330.075
	333.251	683	-	683	333.934
Custos de produção	(84.634)	(314)	-	(314)	(84.948)
Despesas de exploração	(4.887)	(5)	-	(5)	(4.892)
Depreciação, exaustão e amortização	(50.759)	(223)	-	(223)	(50.982)
<i>Impairment</i> dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(10.301)	-	-	-	(10.301)
Outras despesas operacionais	(12.271)	(75)	(41)	(6)	(12.393)
Resultado antes dos impostos	170.399	66	(41)	(6)	170.418
Imposto de renda e contribuição social	(57.941)	(22)	15	6	(57.942)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	112.458	44	(26)	-	112.476
Em 31 de dezembro de 2022					
Receitas operacionais líquidas:					
Vendas a terceiros	5.933	814	-	814	6.747
Intersegmentos	394.456	1	-	1	394.457
	400.389	815	-	815	401.204
Custos de produção	(103.035)	(386)	-	(386)	(103.421)
Despesas de exploração	(3.753)	(863)	-	(863)	(4.616)
Depreciação, exaustão e amortização	(53.506)	(219)	-	(219)	(53.725)
<i>Impairment</i> dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(6.350)	(11)	-	(11)	(6.361)
Outras despesas operacionais	15.769	(5)	(39)	109	15.834
Resultado antes dos impostos	249.514	(669)	(39)	109	248.915
Imposto de renda e contribuição social	(84.549)	227	-	(16)	(84.338)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	164.965	(442)	(39)	93	164.577

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 2024, 2023 e 2022 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	Total
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (1)						
Em 01 de janeiro de 2024	9.210	2	-	9.212	16	9.228
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-
Revisão de estimativas anteriores	1.185	-	-	1.185	-	1.184
Produção no ano	(761)	-	-	(761)	(2)	(764)
Reservas em 31.12.2024	9.634	2	-	9.636	13	9.649
Em 01 de janeiro de 2023	8.908	2	-	8.910	16	8.926
Extensões e descobertas	95	-	-	95	-	95
Revisão de estimativas anteriores	1.140	-	-	1.140	2	1.142
Vendas de reservas	(147)	-	-	(147)	-	(147)
Produção no ano	(786)	-	-	(786)	(2)	(789)
Reservas em 31.12.2023	9.210	2	-	9.212	16	9.228
Em 01 de janeiro de 2022	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.
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

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	Total
	Gás natural no Brasil	Gás natural na América do Sul	Gás sintético no Brasil	Total consolidado	Gás natural na América do Norte	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (1)						
Em 01 de janeiro de 2024	9.335	163	-	9.498	7	9.504
Extensões e descobertas	-	7	-	7	-	7
Revisão de estimativas anteriores	796	19	-	815	(4)	811
Produção no ano	(549)	(20)	-	(569)	(1)	(570)
Reservas em 31.12.2024	9.582	168	-	9.750	2	9.752
Em 01 de janeiro de 2023	8.504	173	-	8.677	6	8.683
Extensões e descobertas	779	15	-	794	-	794
Revisão de estimativas anteriores	673	(5)	-	668	1	669
Vendas de reservas	(47)	-	-	(47)	-	(47)
Produção no ano	(573)	(20)	-	(594)	(1)	(595)
Reservas em 31.12.2023	9.335	163	-	9.498	7	9.504
Em 01 de janeiro de 2022	7.912	177	17	8.106	7	8.113
Revisão de estimativas anteriores	1.560	16	-	1.576	-	1.575
Vendas de reservas (1)	(382)	-	(15)	(397)	(1)	(398)
Produção no ano	(586)	(20)	(1)	(606)	(1)	(607)
Reservas em 31.12.2022	8.504	173	-	8.677	6	8.683

(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 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

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 36% de nossa reserva provada total de gás natural em 2024.

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 2024, 2023 e 2022:

	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	Total
	Óleo equiv. no Brasil	Óleo equiv. na América do Sul	Óleo equiv. sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo equiv. na América do Norte	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (1)						
Em 01 de janeiro de 2024	10.873	31	-	10.904	17	10.921
Extensões e descobertas	-	1	-	1	-	2
Revisão de estimativas anteriores	1.326	4	-	1.330	(1)	1.329
Produção no ano	(859)	(4)	-	(863)	(3)	(865)
Reservas em 31.12.2024	11.341	32	-	11.372	14	11.386
Em 01 de janeiro de 2023	10.423	33	-	10.455	17	10.473
Extensões e descobertas	233	3	-	236	-	237
Revisão de estimativas anteriores	1.260	(1)	-	1.259	2	1.262
Vendas de reservas	(155)	-	-	(155)	-	(155)
Produção no ano	(888)	(4)	-	(892)	(2)	(894)
Reservas em 31.12.2023	10.873	31	-	10.904	17	10.921
Em 01 de janeiro de 2022	9.816	33	13	9.862	18	9.880
Revisão de estimativas anteriores	1.983	3	-	1.986	3	1.989
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	33	-	10.455	17	10.473

(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 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

Em 2024, incorporamos 1.330 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 883 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente nos campos de Atapu e Sépia, e outros campos nas Bacias de Santos, Campos e Solimões;
- (ii) adição de 447 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Itapu, Tupi e Sépia, na Bacia de Santos e outras revisões.

Não tivemos alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

A reserva provada total da companhia, em 2024, resultou em 11.386 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 865 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 o registro de reservas por parte da companhia.

Em 2023, incorporamos 1.262 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 1.092 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Tupi e Atapu, na Bacia de Santos;
- (ii) adição de 170 milhões de boe devido a novos projetos e outras revisões.

Não tivemos alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

Adicionalmente, incorporamos 237 milhões de boe devido a descobertas e extensões, principalmente em função da declaração de comercialidade dos campos não operados de Raia Manta e Raia Pintada, na Bacia de Campos.

Além disso, as reservas provadas foram reduzidas em 155 milhões de boe, decorrentes de ações de desinvestimentos.

A reserva provada total da companhia, em 2023, resultou em 10.921 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 894 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 o registro de reservas por parte da companhia.

Em 2022, incorporamos 1.989 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
- (ii) adição de 710 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 10.473 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 o registro 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:

	2024		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bnct)	Total de petróleo e gás (mmbae)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (1):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.884	5.387	5.843
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	80	15
Total Entidades Consolidadas	4.885	5.467	5.858
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	13	2	14
Total Investidas por equivalência patrimonial	13	2	14
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.898	5.469	5.872
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (2):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.750	4.194	5.497
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	89	17
Total Entidades Consolidadas	4.751	4.283	5.514
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	-	-	-
Total Investidas por equivalência patrimonial	-	-	-
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.751	4.283	5.514
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	9.649	9.752	11.386

(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 14% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 17% nas reservas não desenvolvidas.
(2) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

	2023		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bnct)	Total de petróleo e gás (mmbae)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (1):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.710	5.522	5.694
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	92	17
Total Entidades Consolidadas	4.711	5.614	5.711
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	14	6	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	14	6	15
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.726	5.620	5.727
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (2):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.500	3.814	5.179
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	70	13
Total Entidades Consolidadas	4.501	3.884	5.193
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	2	1	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	1	2
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.503	3.885	5.194
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	9.228	9.504	10.921

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 25% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 26% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 6% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 7% nas reservas não desenvolvidas.
(2) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

	2022		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bnct)	Total de petróleo e gás (mmbae)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (1):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.185	5.097	5.093
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	91	17
Total Entidades Consolidadas	4.186	5.188	5.110
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	14	5	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	14	5	15
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.200	5.193	5.125
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (2):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.723	3.407	5.330
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	82	15
Total Entidades Consolidadas	4.724	3.489	5.346
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	2	1	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	1	2
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.726	3.490	5.348
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	9.926	8.683	10.473

(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.
(2) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

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 FASB – 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, incluí-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, a um ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da FASB 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:

	Consolidado			Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	Exterior América do Sul	Total	
Em 31 de dezembro de 2024				
Fluxos de caixa futuros	4.299.432	3.111	4.302.543	5.051
Custo de produção futuros	(1.632.483)	(1.803)	(1.634.286)	(745)
Custo de desenvolvimento futuros	(401.447)	(576)	(402.023)	(184)
Despesa futura de imposto de renda	(805.191)</			

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	Exterior América do Sul	Total	
Em 01 de janeiro de 2024	728.677	466	729.143	3.459
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(240.873)	(279)	(241.152)	(641)
Custos de desenvolvimento incorridos	78.085	181	78.266	73
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	-	-	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	-	37	37	10
Revisões de estimativas anteriores de volumes	175.135	142	175.277	(166)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	54.907	(223)	54.684	(384)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(127.513)	(95)	(127.608)	(34)
Acrescimo de desconto	72.868	68	72.936	320
Variação líquida do imposto de renda	(26.030)	(93)	(26.123)	-
Outros - não especificados	-	14	14	(172)
Ajuste acumulado de conversão	54.809	34	54.843	250
Em 31 de dezembro de 2024	770.065	254	770.319	2.716
Em 01 de janeiro de 2023	985.969	724	986.693	4.565
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(248.617)	(270)	(248.888)	(617)
Custos de desenvolvimento incorridos	54.392	266	54.657	185
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(19.498)	-	(19.498)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	29.331	93	29.424	56
Revisões de estimativas anteriores de volumes	158.304	16	158.320	412
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(319.989)	(484)	(320.473)	(1.005)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(82.161)	(134)	(82.295)	(84)
Acrescimo de desconto	98.597	102	98.699	341
Variação líquida do imposto de renda	103.203	150	103.353	-
Outros - não especificados	-	23	23	(266)
Ajuste acumulado de conversão	(30.854)	(20)	(30.873)	(128)
Em 31 de dezembro de 2023	728.677	466	729.143	3.459
Em 01 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)
Acrescimo 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)
Em 31 de dezembro de 2022	985.969	724	986.693	4.565

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

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 2024:

I – PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade

O Programa, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, 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 norte-americana.

O suprimento de gás para as usinas no âmbito do PPT gerou, em 2024, receitas de R\$ 850 e custos de R\$ 1.092, com impacto negativo no resultado de R\$ 242.

No ano de 2024 foram executados e finalizados os últimos contratos abrangidos pelo Programa.

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 2024, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram no montante aproximado de R\$ 4 mil.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	DIRETORIA EXECUTIVA
PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES PRESIDENTE	MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD PRESIDENTE
BRUNO MORETTI CONSELHEIRO	CLARICE COPPETTI DIRETORA EXECUTIVA DE ASSUNTOS CORPORATIVOS
FRANCISCO PETROS OLIVEIRA LIMA PAPATHANASIADIS CONSELHEIRO	CLAUDIO ROMEO SCHLOSSER DIRETOR EXECUTIVO DE LOGÍSTICA, COMERCIALIZAÇÃO E MERCADOS
JERÔNIMO ANTUNES CONSELHEIRO	FERNANDO SABBI MELGAREJO DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES
JOSÉ JOÃO ABDALLA FILHO CONSELHEIRO	MÁRIO VINÍCIUS CLAUSSEN SPINELLI DIRETOR EXECUTIVO DE GOVERNANÇA E CONFORMIDADE
MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD CONSELHEIRA	MAURÍCIO TIOMNO TOLMASQUIM DIRETOR EXECUTIVO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE
MARCELO GASPARINO DA SILVA CONSELHEIRO	RENATA FARIA RODRIGUES BARUZZI LOPES DIRETORA EXECUTIVA DE ENGENHARIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO
RAFAEL RAMALHO DUBEUX CONSELHEIRO	SYLVIA MARIA COUTO DOS ANJOS DIRETORA EXECUTIVA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO
RENATO CAMPOS GALUPPO CONSELHEIRO	WILLIAM FRANÇA DA SILVA DIRETOR EXECUTIVO DE PROCESSOS INDUSTRIAIS E PRODUTOS
ROSANGELA BUZANELLI TORRES CONSELHEIRA	CARLOS HENRIQUE VIEIRA CANDIDO DA SILVA CONTADOR-CRC-RJ-062563/O-5
VITOR EDUARDO DE ALMEIDA SABACK CONSELHEIRO	

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, a 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 2024;

(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 2024.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2025.

Magda Maria de Regina Chambrard
Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim
Diretor Executivo de Transição Energética e Sustentabilidade

Clarice Coppetti
Diretora Executiva de Assuntos Corporativos

Renata Faria Rodrigues Baruzzi Lopes
Diretora Executiva de Engenharia, Tecnologia e Inovação

Claudio Romeo Schlosser
Diretor Executivo de Logística, Comercialização e Mercados

Sylvia Maria Couto dos Anjos
Diretora Executiva de Exploração e Produção

Fernando Sabbi Melgarejo
Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

William França da Silva
Diretor Executivo de Processos Industriais e Produtos

Mário Vinícius Clausen Spinelli
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
Opinião

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 2024 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, incluindo as políticas contábeis materiais 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 2024, 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 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 Notas Explicativas nos 4.4 e 18.3 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

A Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus empregados ativos e ex-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 atuário externo 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 a comparação com dados obtidos de fontes externas.

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 2024.

2 – Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção

Conforme Notas Explicativas nos 4.2.1, 4.2.2, 4.2.2(a) e 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.

Adicionalmente, 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 por meio 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, do CAPEX e o OPEX utilizados nas projeções de fluxos de caixa comparando os mesmos 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 2024 para uma seleção de UGCs; e

- Avaliação, com o auxílio dos nossos especialistas em finanças corporativas, das premissas-chave utilizadas no teste de redução ao valor recuperável, 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.



No decorrer da nossa auditoria foi identificado ajuste que afetaria a mensuração e a divulgação do valor recuperável das UGCs, o qual não foi registrado e divulgado pela administração, por ter sido considerado imaterial.

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 2024.

3 – Avaliação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas

Conforme Notas Explicativas nos 4.6 e 20 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 para o reparo ambiental, o que inclui os custos com desmantelamento e de remoção das estruturas e equipamentos utilizados nas áreas de produção de petróleo e gás natural, bem como, os prazos 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 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, com o auxílio dos nossos especialistas em avaliação de infraestrutura, do método utilizado para definir a extensão do trabalho de desmantelamento na determinação dos custos estimados, comparando o método aos requisitos regulatórios aplicáveis e às práticas relevantes da indústria, bem como, a avaliação dos custos estimados de desmantelamento, por meio de comparação de determinados custos com contratos existentes.
- 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 a 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 2024.

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, 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 (R1) – 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 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.

– Concluimos 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, conseqüentemente, 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 os requisitos éticos pertinentes, de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.

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 conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2025

KPMG Auditores Independentes Ltda. Ulysses M. Duarte Magalhães
 CRC SP-014428/O-6 F-RJ 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 26 de fevereiro de 2025: I - Relatório da Administração do Exercício de 2024; II - Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024; e III - Proposta de Distribuição de Dividendos do exercício de 2024.

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 Financeiras individuais e consolidadas, emitido sem ressalvas pela KPMG Auditores Independentes Ltda., datado de 26 de fevereiro de 2025, o Conselho Fiscal opina que os documentos apresentados estão em condições de serem deliberados pela Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas da PETROBRAS, com previsão de realização em 16 de abril de 2025.

Os Conselheiros Fiscais declaram não conhecer quaisquer outros eventos que possam afetar as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2025

Daniel Cabaleiro Saldanha
 Presidente do Conselho Fiscal

Cristina Bueno Camatta
 Conselheira Fiscal

Ronaldo Dias
 Conselheiro Fiscal

Viviane Aparecida da Silva Varga
 Conselheira Fiscal

Paulo Roberto Franceschi
 Conselheiro Fiscal

Eduardo Damazio da Silva Rezende
 Assessor Técnico
 CRC/RJ- 084155/O-3

RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

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 2011, 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.

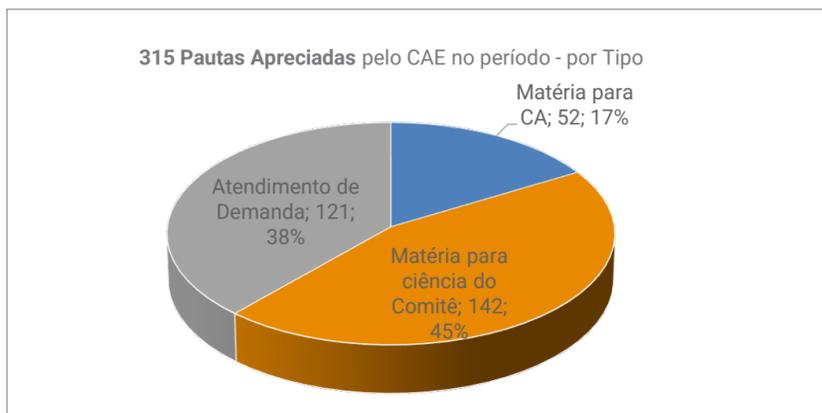
O CAE é composto por quatro membros, escolhidos pelo Conselho de Administração dentre seus integrantes. Ao menos um dos membros do CAE deverá ser integrante do Conselho de Administração da Petrobras eleito pelos acionistas minoritários ou pelos detentores de ações preferenciais.

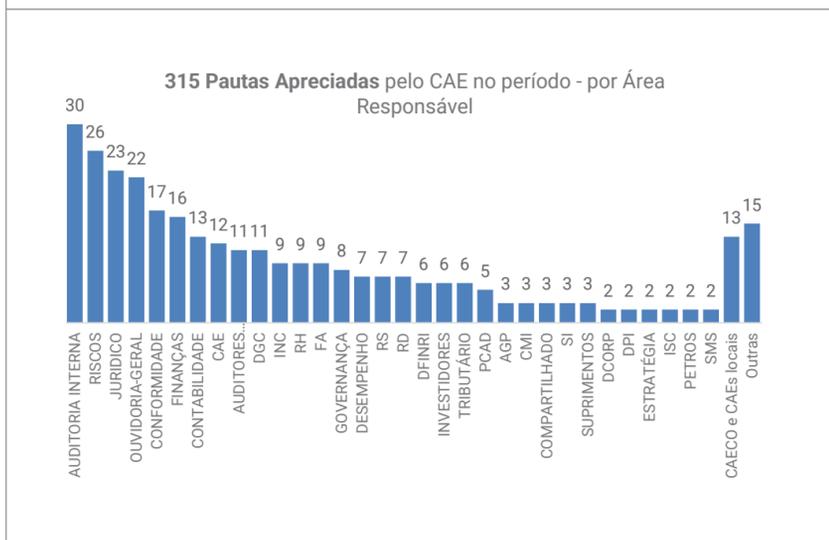
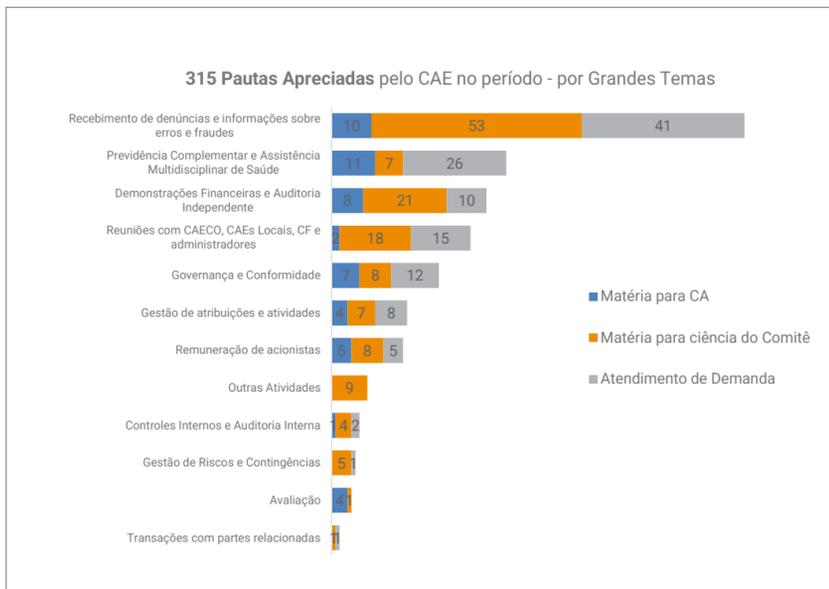
Em 24/02/2025, compõem o Comitê de Auditoria Estatutário, para o restante do período de gestão 2024-2026, o Conselheiro de Administração Jerônimo Antunes (Presidente do Comitê) e os Membros Externos Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira, Fábio Veras de Souza e Newton de Araujo Lopes.

Resumo das Atividades no Exercício 2024

No período de 6 de março de 2024 (após a reunião ordinária que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao exercício social findo em 31/12/2023) a 24 de fevereiro de 2025 (data da reunião ordinária que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao exercício social findo em 31/12/2024), o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras realizou 44 reuniões (listadas no Anexo I) que contemplaram 269 pautas, envolvendo Conselheiros de Administração, Conselheiros Fiscais, Membros do Comitê de Integridade, Membros da Comissão de Ética da Petrobras, Diretores Executivos, Gerentes Executivos, Advogado-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 6/03/2024 a 24/02/2025		
Total de reuniões	47 reuniões	3,9 reuniões / mês
Total de pautas	315 pautas	6,7 pautas / reunião





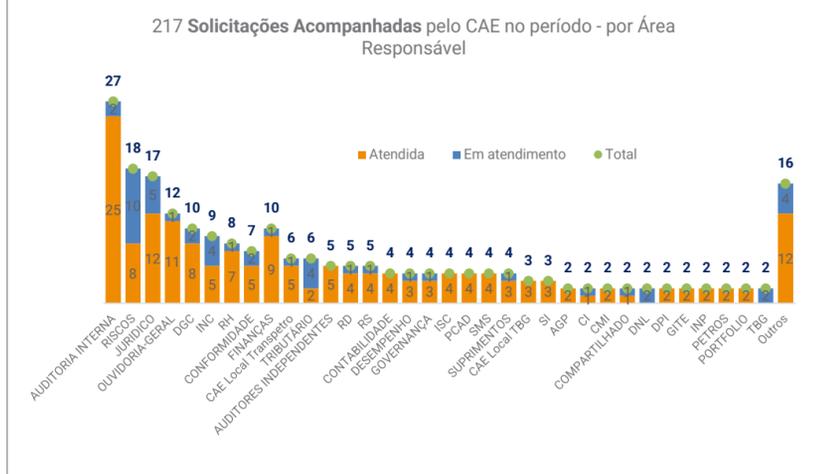
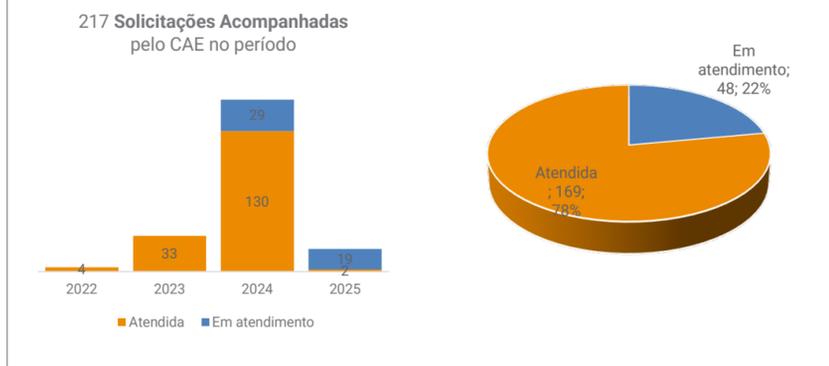
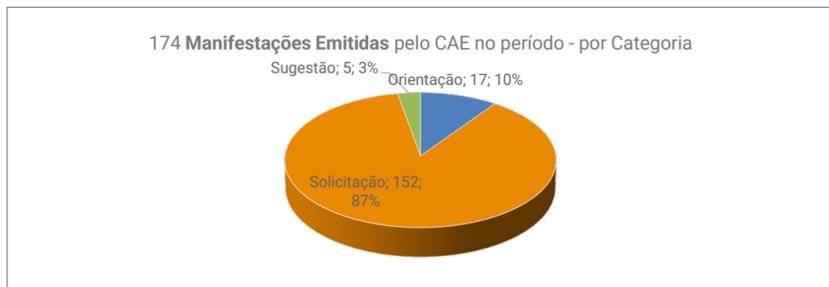
Nesse período, o CAE emitiu 174 Manifestações, o que representa uma média de 3,7 manifestações por reunião. As manifestações podem ser solicitações, orientações e sugestões, conforme definidas no padrão de funcionamento do Comitê:

- 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 217 Solicitações, das quais 169 foram atendidas nesse período.



Legenda:
 AGP – Águas Profundas
 CAECO – Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras
 CMI – Comercialização no Mercado Interno
 DCORP – Diretoria de Assuntos Corporativos
 DFINRI – Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores
 DGC – Diretoria de Governança e Conformidade
 DNL – Desenvolvimento de Negócios de Logística
 DPI – Diretoria de Processos Industriais e Produtos
 FA – Fusões e Aquisições
 GITE – Gestão Integrada de Transição Energética
 INC – Integridade Corporativa
 ISC – Inteligência e Segurança Corporativa
 PCAD – Planejamento da Cadeia de Materiais, Gestão de Armazéns e Destinação Sustentável
 RD – Responsabilização Disciplinar
 RH – Recursos Humanos
 RS – Responsabilidade Social
 SI – Segurança da Informação
 SMS – Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacam-se as seguintes:

- Acompanhamento do processo de elaboração das demonstrações financeiras e informações trimestrais, relativas ao exercício social findo em 31/12/2024, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes;
- Relatórios ao mercado (Relatório da Administração Exercício 2023, Form-20F 2023 e Formulário de Referência 2024 – ano base 2023);
- Acompanhamento das contingências jurídicas;
- 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, reporte de riscos operacionais monitorados corporativamente via metodologia "bow tie", bem como o Relatório Integrado de Atividades de Gestão de Riscos Empresariais 2023;
- Rotina mensal de reporte da Ouvidoria-Geral ao CAE, em sede de reunião do Comitê, acerca das denúncias de alto e muito alto risco, e todas as denúncias ligadas a pessoas da Alta Administração;
- 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, bem como o acompanhamento dos Processos Administrativos de Responsabilidade (PARs);
- Acompanhamento do Plano Anual de Atividades da Auditoria Interna 2024, oportunidade em que o CAE tomou conhecimento dos pontos de atenção e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como realizou o acompanhamento de providências saneadoras adotadas pela Administração;
- Acompanhamento do relatório trimestral das transações com partes relacionadas da Petrobras e apreciação de 6 transações que demandaram análise prévia do CAE;
- 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 Anual de Supervisão da Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros – Exercício 2023, Revisão Anual das Premissas Atuariais CVM 2024 Petrobras e acompanhamento da Governança e a Política de Investimentos da Fundação Petros;
- Realização de 2 reuniões conjuntas com o Conselho Fiscal, e realização de 12 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 e CAE da TEG.

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 financeiras relativas ao exercício social findo em 31/12/2024.

Conclusões e Recomendação ao Conselho de Administração

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário declaram que não têm conhecimento de nenhuma situação de divergência significativa entre a Administração, os Auditores Independentes da KPMG, e com o próprio comitê, em relação às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 e 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, com destaques 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, anteriormente aqui descritos de forma sumarizada, concluíram que:

- 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;
- a Auditoria Interna tem orçamento financeiro compatível com a sua estrutura organizacional, permitindo um desempenho satisfatório de suas funções, com atuação independente;
- a Auditoria Independente foi efetiva e não foi reportada nenhuma ocorrência que pudesse comprometer sua independência;
- a gestão e o monitoramento dos principais fatores de riscos foram gerenciados pela Administração;
- 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
- 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.

Como resultado das avaliações fundamentadas nas informações recebidas da Administração da Petrobras, dos trabalhos da Auditoria Interna e dos exames das demonstrações financeiras pelos auditores independentes, que emitiram relatório com opinião sem ressalvas, o Comitê de Auditoria Estatutário recomenda a aprovação, pelo Conselho de Administração, das demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 para submissão posterior à Assembleia Geral de Acionistas.

Rio de Janeiro, 24 de fevereiro de 2025.

Jerônimo Antunes
Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Fábio Veras de Souza
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Newton de Araujo Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

