

RELATÓRIO DA
Administração
2025



Sumário

<i>Disclaimer</i>	3
<i>Mensagem da Presidente</i>	4
<i>Produção e Vendas</i>	7
<i>Reservas Provadas</i>	14
<i>Desempenho Financeiro</i>	17
<i>Geração de Valor</i>	27
<i>Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2026-2030</i>	33
<i>Ambiental, Social e Governança</i>	48
<i>Recursos Humanos</i>	63
<i>Informações Adicionais</i>	72



Disclaimer

O Relatório da Administração busca atender aos normativos vigentes, como a Lei nº 6.404/1976, as orientações da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e a Lei nº 15.177/25. Além disso, as informações financeiras contidas neste relatório são elaboradas de acordo as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

Este documento contém 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**

Superamos nossa meta de produção do ano. Entregamos um aumento de 11% em relação à produção de 2024. Este crescimento reflete nossa capacidade de entregar mais com menos recursos, otimizando projetos e antecipando operações que geram valor para nossos acionistas e para a sociedade.

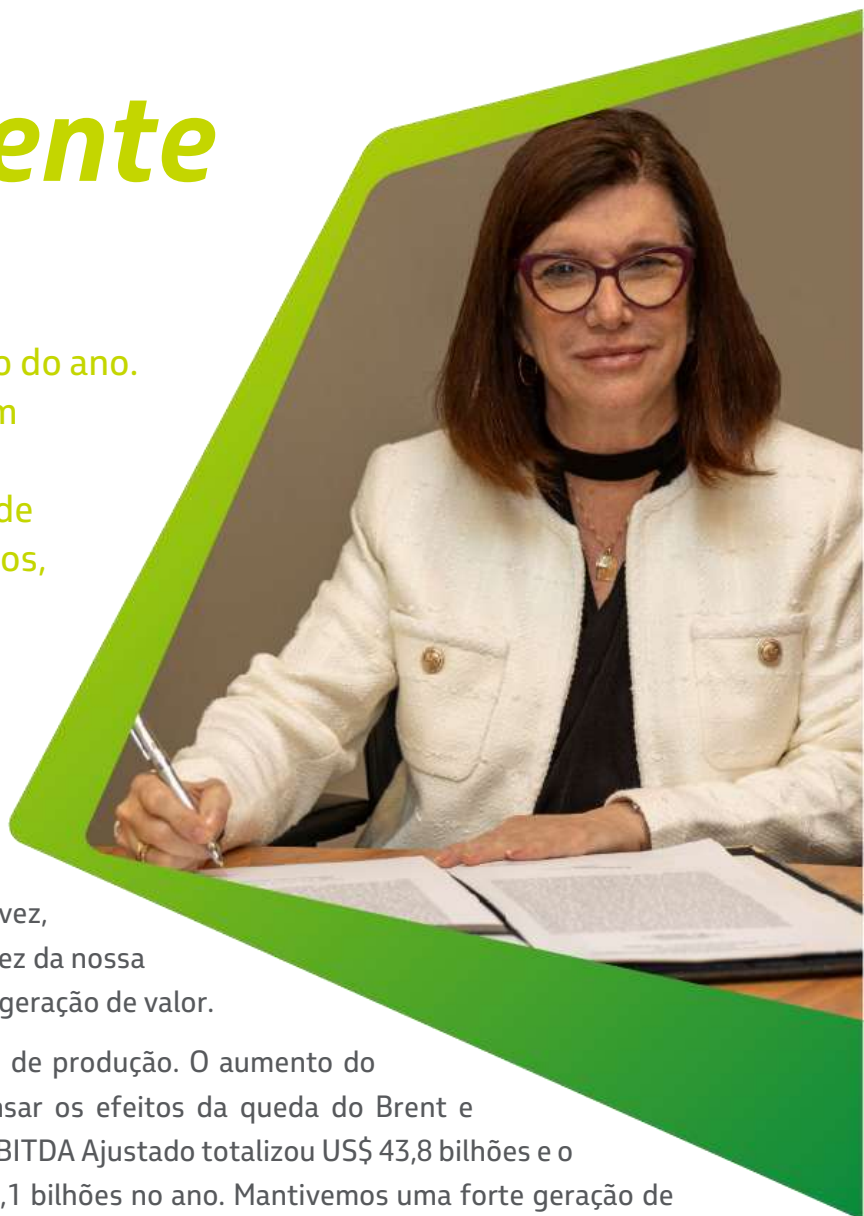
Prezados acionistas e investidores,

É com grande satisfação que, mais uma vez, entregamos resultados que ressaltam a solidez da nossa estratégia e nosso firme compromisso com a geração de valor.

O ano de 2025 foi extraordinário em termos de produção. O aumento do volume de óleo e gás nos permitiu compensar os efeitos da queda do Brent e alcançar resultados financeiros robustos. O EBITDA Ajustado totalizou US\$ 43,8 bilhões e o lucro líquido sem eventos exclusivos, US\$ 18,1 bilhões no ano. Mantivemos uma forte geração de caixa, com fluxo de caixa operacional de US\$ 36 bilhões. Ou seja, mesmo com uma queda de 14% no preço do Brent, que afetou toda a indústria de óleo e gás, nossos resultados foram menos impactados devido ao nosso desempenho operacional.

Em 2025, investimos US\$ 20,3 bilhões, dentro da faixa planejada. Esse valor representa um aumento de 22% em relação a 2024, refletindo nosso compromisso em acelerar tudo que for possível para gerar retorno para nossos investidores, governamentais e privados, além de impulsionar o Brasil. E fazemos tudo isso sempre com os mais elevados padrões técnicos e de segurança. Este investimento tem sido concentrado no E&P, prioritariamente em poços, antecipação de novos FPSOs e ações para aumento constante do fator de recuperação, impactando positivamente nossa produção. Os resultados já são visíveis.

Superamos nossa meta de produção do ano. Entregamos uma produção total de óleo e gás acima do limite superior da meta, alcançando 2,99 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), um aumento de 11% em relação à produção de 2024. Este crescimento reflete nossa capacidade de entregar mais com menos recursos, otimizando projetos e antecipando operações que geram valor para nossos acionistas e para a sociedade.



Quero aqui relembrar alguns fatos importantes que explicam esse aumento histórico de produção. O FPSO Almirante Tamandaré, no campo de Búzios, alcançou o topo de produção inicialmente previsto 225 mil barris por dia (bpd) e posteriormente se tornou a plataforma de maior produção de petróleo do Brasil ao produzir cerca de 240 mil bpd a partir de novembro, com picos acima de 250 mil bpd. O FPSO Marechal Duque de Caxias entrou em produção em outubro de 2024 e atingiu 180 mil bpd em maio de 2025 com apenas quatro poços. Em 25 de setembro, sua produção alcançou 200 mil bpd, superando em 20 mil bpd o topo inicialmente previsto. Iniciamos antecipadamente a operação do FPSO Alexandre de Gusmão, em Mero, no dia 24 de maio. Além disso, mantivemos o topo de produção no FPSO Sepetiba e fizemos o ramp-up dos FPSOs Maria Quitéria, Anita Garibaldi, Anna Nery e Alexandre de Gusmão. Também entregamos maior eficiência operacional (3,6 p.p. acima do resultado de 2024), principalmente em plataformas da Bacia de Santos, e tivemos um menor volume de perdas com paradas para manutenções na Bacia de Campos. Entregamos uma maior produção de LGN devido ao aumento de eficiência da UPGN do Complexo de Energias Boaventura / Rota 3. E ainda colocamos em operação 44 novos poços produtores marítimos e alcançamos um marco histórico na produção offshore ao interligar 77 poços, consolidando um novo patamar de eficiência operacional.

Além disso, no final do ano, iniciamos a operação da P-78. A unidade eleva a capacidade instalada de Búzios para cerca de 1,15 milhão bpd, o que nos permitirá exportar gás pelo Rota 3, ampliando a oferta nacional em até 3 milhões de m³/dia.

E nós fizemos tudo isso sem descuidar das nossas reservas, que garantem a perenidade da nossa Petrobras. Em 2025, incorporamos 1,7 bilhão de boe em reservas, o que nos permitiu alcançar o maior volume de reservas provadas (Critério SEC) dos últimos dez anos, 12,1 bilhões de boe. Com isso, atingimos um índice de reposição de reservas (IRR) orgânico de 175% e um indicador R/P de 12,5 anos, ambos acima dos nossos pares da indústria, mesmo diante de uma produção recorde. Como sempre destaque, a reposição de reservas é uma das nossas principais prioridades. E é por isso que celebramos a licença para pesquisa exploratória em águas profundas do Amapá, na Margem Equatorial brasileira, um ativo de grande importância estratégica para a Petrobras e para o Brasil. Continuaremos trabalhando com total responsabilidade ambiental e social, lançando mão de toda nossa experiência e capacitação técnica para geração de riquezas.

No segmento de Refino, Transporte e Comercialização, finalizamos as obras de modernização do Trem 1 da RNEST e assinamos os contratos para o Trem 2, um passo fundamental para dobrar a capacidade instalada da planta para 260 mil bpd até 2029. Iniciamos a operação do novo HDT da REPLAN, ampliando a capacidade de produção de diesel S-10 e de QAV e do HDT da REVAP, permitindo flexibilidade operacional para redirecionar parte da produção anteriormente voltada ao diesel S-500 para o S-10. Nossas exportações de petróleo atingiram recorde anual de 765 mil bpd e novo recorde trimestral no patamar de 1 milhão de bpd no 4T25, refletindo a elevada produção, a eficiência logística no alívio das plataformas e o trabalho contínuo de desenvolvimento de mercados para nossos óleos.

Nossos resultados foram excelentes, mas nós queremos entregar ainda mais. Prevemos uma produção comercial de petróleo e gás de 2,9 milhões de barris de óleo equivalente por dia já em 2028, com forte resiliência econômica e ambiental. Aumentaremos nossa capacidade de refino em 320 mil bpd, atingindo 2,1 milhões de bpd em 2030. Além disso, seguimos buscando a diversificação rentável no downstream, com projetos de biorrefino, fertilizantes e petroquímica, e em energias renováveis, especialmente em etanol, com total respeito à governança e à geração de valor econômico, pilares fundamentais do nosso processo decisório.

Para viabilizar esses projetos, precisamos de capacidade logística e de infraestrutura naval compatíveis com o crescimento esperado da produção nos próximos anos. Por isso, criamos o Programa Mar Aberto, voltado à renovação e ampliação da nossa frota de navios, buscando maior eficiência e geração de valor. São ações em parceria com o setor e com as políticas públicas nacionais, que vão fortalecer a cadeia produtiva naval em diferentes regiões do Brasil e suportar tanto o crescimento da Petrobras quanto o desenvolvimento do país.

Quero ressaltar que entregaremos crescimento com responsabilidade. Nosso compromisso está explicitado no nosso Plano de Negócios 2026-2030, que projeta uma dívida bruta em níveis saudáveis, convergindo para o patamar de US\$ 65 bilhões no decorrer do plano, o que nos permite manter a nossa política de dividendos. Nossa resiliência é ilustrada pelo Brent de equilíbrio para dívida neutra de US\$ 59/bbl em 2026 e de US\$ 48/bbl em 2030.

Olhando para o longo prazo, queremos ser líderes na transição energética justa, investindo em soluções de baixo carbono que garantam a relevância da Petrobras na matriz energética do futuro. Em 2025, atingimos um marco importante em captura e armazenamento de carbono e expandimos nossa atuação em biocombustíveis e energias renováveis. A inovação é o motor dessa transformação, com investimentos relevantes em P&D para descarbonizar nossas operações.

Nossos resultados não são apenas números: eles se traduzem em energia, geração de riqueza, empregos, impostos e retorno para a sociedade. Continuaremos a administrar a Petrobras com integridade, segurança e foco total em pessoas, nosso ativo mais valioso.

A Petrobras que estamos construindo é uma empresa diversificada, integrada e, acima de tudo, resiliente, para continuar movendo o Brasil. Quero agradecer a confiança de todos e sigo convicta de que o caminho do crescimento com disciplina de capital e eficiência nos levará a um futuro ainda mais próspero.

Magda Chambriard

PRESIDENTE DA PETROBRAS

Produção e Vendas

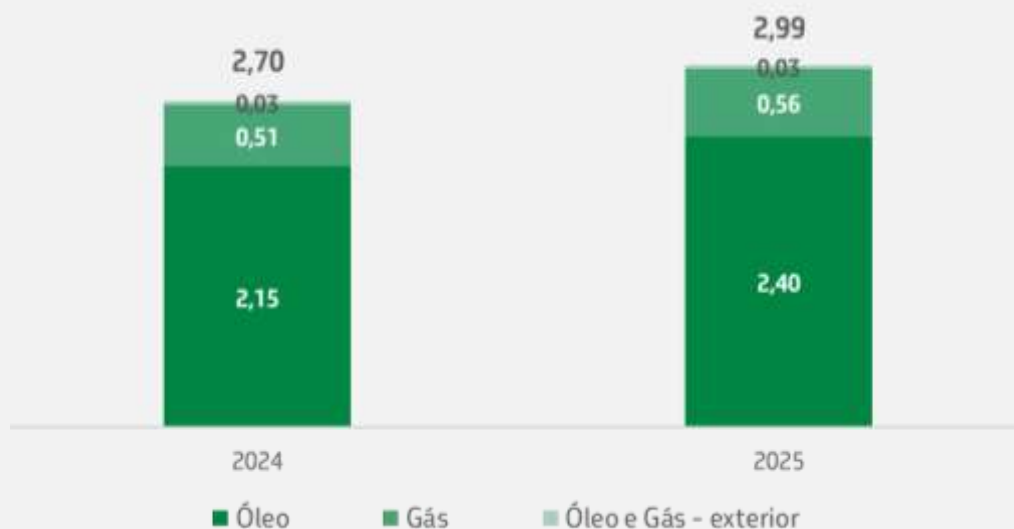


Produção e Vendas

Nossa produção total de óleo e gás natural superou em 2,8 p.p. o limite superior da meta (+4%), alcançando 2,99 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), representando um aumento de 11% em relação à produção de 2024. A produção comercial de óleo e gás natural alcançou 2,62 milhões de boed, superando em 0,9 p.p. o limite superior da meta (+4%) projetada.

PRODUÇÃO TOTAL PRÓPRIA

Milhões boed



Principais fatores para o aumento da produção em 2025

- Aumento da capacidade de produção dos FPSOs Almirante Tamandaré e Marechal Duque de Caxias
- Manutenção do topo de produção do FPSO Sepetiba
- *Ramp-up* dos FPSOs Maria Quitéria, Anita Garibaldi, Anna Nery e Alexandre de Gusmão;
- Maior eficiência operacional (3,6 p.p. acima do resultado de 2024), principalmente em plataformas da Bacia de Santos
- Menor volume de perdas com paradas para manutenções na Bacia de Campos
- Maior produção de LGN devido ao aumento de eficiência da UPGN do Complexo de Energias Boaventura / Rota 3

Neste ano, colocamos em operação **44 novos poços produtores marítimos**, sendo 22 na Bacia de Santos e 22 na Bacia de Campos e alcançamos um marco histórico na produção *offshore* ao interligar 77 poços, dentre produtores e injetores, consolidando um novo patamar de eficiência operacional.

Principais eventos do ano

- **FPSO Almirante Tamandaré (Búzios)** alcançou o topo de produção inicialmente previsto de 225 mil bpd e posteriormente se tornou a plataforma de maior produção de petróleo da Petrobras e do Brasil ao produzir cerca de 240 mil bpd em novembro e dezembro. Iniciou produção em 15 de fevereiro.
- **FPSO Alexandre de Gusmão (Mero)** entrou, de forma antecipada, em operação no dia 24 de maio, com capacidade de produzir 180 mil bpd e de comprimir/reinjetar 12 milhões de m³ de gás por dia.
- **FPSO Marechal Duque de Caxias (Mero)** entrou em produção em outubro de 2024 e atingiu 180 mil bpd em maio de 2025 com apenas quatro poços. Em 25 de setembro, chegou a 200 mil bpd, superando em 20 mil bpd o topo inicialmente previsto.
- **P-78 (Búzios)** começou a produzir em 31 de dezembro e possui capacidade de produção de 180 mil bpd e 7,2 milhões de m³/dia de compressão. A unidade eleva a capacidade instalada de Búzios para cerca de 1,15 milhão bpd, o que permitirá exportar gás pelo Rota 3, ampliando a oferta nacional em até 3 milhões de m³/dia, além disso, inaugura uma nova era de projetos de unidades próprias.

Em 2025, a Petrobras alcançou o melhor resultado dos últimos dez anos ao adicionar 1,7 bilhão de boe em reservas, atingindo um índice de reposição de reservas (IRR) de 175%, mesmo diante de uma produção recorde. O indicador R/P atingiu 12,5 anos, refletindo a sustentabilidade do portfólio.

ATINGIMOS EM 2025 ALGUNS RECORDES DE PRODUÇÃO, DENTRE OS QUAIS DESTACAMOS:

- **Produção total operada:** 4,32 milhões de boed (*recorde anterior de 3,87 milhões de boed em 2023*)
- **Produção total própria:** 2,99 milhões de boed (*recorde anterior de 2,84 milhões de boed em 2020*)
- **Produção total operada no pré-sal:** 3,70 milhões de boed (*recorde anterior de 3,23 milhões de boed em 2024*)
- **Produção total própria no pré-sal:** 2,45 milhões de boed (*recorde anterior de 2,19 milhões de boed em 2024*)
- **Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA):** 97,7% (*recorde anterior de 97,6% em 2023*)

As plataformas do campo de **Búzios** romperam a marca de produção operada de **1 milhão de barris de óleo por dia** em 29 de outubro.

O campo de **Tupi/Iracema** atingiu a produção de **1 milhão de barris/dia** em 9 de janeiro de 2026, repetindo a marca histórica alcançada, pela primeira vez, em 2019.

Destaques do segmento de Refino, Transporte e Comercialização

Em 2025, comercializamos 1.747 mil barris por dia (mbpd) de derivados no mercado interno, alta de 1,6% ante 2024, impulsionada pelo forte desempenho de diesel, gasolina e QAV, que responderam por 74% das vendas. As vendas de QAV tiveram uma elevação de 6% no ano, alcançando o melhor desempenho dos últimos 6 anos, refletindo a recuperação do mercado desde a pandemia.

As exportações de petróleo registraram recorde anual de 765 mbpd e novo recorde trimestral no patamar de 1 milhão de barris/dia no 4T25, refletindo a elevada produção, a eficiência logística no alívio das plataformas, além do trabalho contínuo de desenvolvimento de mercados para nossos óleos.

ATINGIMOS ALGUNS RECORDES NA LOGÍSTICA DE PETRÓLEO E DERIVADOS, DENTRE ELES:

- Recorde anual de operações de *ship-to-ship* (STS) para exportação de petróleo e óleo combustível, com a realização de **354 operações no ano**
- Alcançamos **1.470 operações** de *ship-to-ship* (STS) no Terminal de Angra dos Reis
- Alcançamos **80 operações** de *ship-to-ship* (STS) no Terminal de São Luís
- Recorde mensal (fev/25) no escoamento de derivados pelo terminal de Santos: **828 mil m³**
- Recorde mensal (ago/25) no escoamento de GLP por navios no Rio de Janeiro: **69,9 mil ton**
- Recordes de escoamento de derivados escuros nas refinarias REFAP, REGAP e REPAR
- Início das operações com diesel R5 no terminal de Guarulhos/SP

Em 2025, o parque de refino atingiu fator de utilização total (FUT) de 91%, mantendo um patamar elevado de utilização dos ativos acompanhado de segurança operacional e excelente rendimento de médios: a produção de diesel, gasolina e QAV representou 68% da produção total, refletindo nosso foco estratégico na geração de produtos de maior valor agregado.

A participação do óleo do pré-sal na carga processada em 2025 seguiu em 70%, evidenciando a busca pela excelência operacional do parque e o compromisso contínuo com a otimização do uso dessas correntes.

Em 2025 foram finalizadas as obras de modernização do Trem 1 da RNEST e ocorreu também a assinatura dos contratos para o Trem 2 dessa refinaria, marcando um passo fundamental para dobrar a capacidade instalada da planta para 260 mbpd até 2029. O projeto consolida a estratégia de ampliação do parque de refino nacional, incrementando a oferta de derivados de maior valor agregado ao mercado brasileiro. Além dos marcos citados, a entrada em operação do novo HDT da REPLAN ampliou a capacidade de produção de diesel S-10 em até 63 mbpd e a de querosene de aviação (QAV) em até 21 mbpd nessa refinaria, permitindo a conversão total da produção de diesel para o S-10.

Em iniciativa igualmente alinhada à crescente demanda do mercado interno por diesel S-10 e às exigências ambientais, iniciamos no final de dezembro a operação do Hidrotratamento de Diesel (HDT) da REVAP após revamp dessa instalação. Essa modernização elevou em 80% a capacidade de

produção, correspondente a 41 mbpd desse produto nessa refinaria, permitindo flexibilidade operacional para redirecionar parte da produção anteriormente voltada ao diesel S-500 para o S-10.

Destacamos também em 2025 a assinatura dos contratos e obtenção das licenças ambientais para integração entre a REDUC e o Complexo de Energias Boaventura, que além de possibilitar a produção de lubrificantes de Grupo II, também contribuirá para o aumento de capacidade de produção de diesel S-10 no parque de refino, seguindo a estratégia de transição energética da companhia.

Iniciamos em 2025 o processo licitatório para construção da primeira planta dedicada à produção de SBC (*Synthetic Blending Component*) e HVO (*Hydrotreated Vegetable Oil*, também conhecido como Diesel Verde) na RPBC, primeira unidade do parque de refino dedicada à produção de combustíveis 100% renováveis. Essa nova planta terá capacidade para processar até 15 mbpd e contribuirá para a diversificação da matriz energética nacional.



“Os projetos implementados nos últimos anos aumentaram de forma consistente a capacidade e a flexibilidade operacional do nosso parque de refino. As ampliações em unidades de nossas refinarias são resultado de ganhos de eficiência, modernização de processos e engenharia aplicada, sempre com foco em segurança e confiabilidade operacional.” William França, diretor de Processos Industriais e Produtos

Realizamos as primeiras entregas de combustível sustentável de aviação (SAF) produzido integralmente no Brasil, tornando-nos a primeira empresa certificada conforme as regras da ICAO (*International Civil Aviation Organization*). O volume de 3 mil m³ abasteceu distribuidoras no Aeroporto Internacional Tom Jobim e equivale a cerca de um dia de consumo dos aeroportos do Rio de Janeiro. Reforçamos nossa liderança tecnológica ao antecipar as exigências regulatórias do CORSIA0F¹, contribuindo de forma decisiva para a descarbonização do setor aéreo.



“O SAF, produzido por coprocessamento no nosso parque de refino, é uma solução que contribui para o cumprimento das metas de descarbonização do setor aéreo. É um produto competitivo, que atende a rigorosos padrões internacionais da aviação. Estamos oferecendo ao mercado nacional a possibilidade de atender às demandas globais, antecipando o cumprimento do CORSIA, que é um programa internacional para a redução das emissões provenientes dos voos internacionais.” Magda Chambriard, Presidente da Petrobras

¹ CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*) é um programa global da aviação que busca compensar e reduzir as emissões de CO₂ dos voos internacionais, promovendo crescimento neutro em carbono no setor aéreo.

ATINGIMOS ALGUNS RECORDES DE PRODUÇÃO, DENTRE OS QUAIS DESTACAMOS:

- REFAP: recorde trimestral de produção de gasolina e diesel S-10 no 4T25, de 54 e 52 mbpd, respectivamente. Recorde anual de produção de diesel S-10 em 2025, de 48 mbpd
- REGAP: recorde anual de produção de diesel S-10 em 2025, de 46 mbpd
- REPAR: recorde anual de produção de gasolina em 2025, de 65 mbpd
- RECAP: recorde anual de produção de gasolina em 2025, de 21 mbpd
- REPLAN: recorde anual de produção de bunker em 2025, de 40 mbpd

VOLUME DE PRODUÇÃO CONSOLIDADO (Mbpd)

	2025	2024	Δ 2025 / 2024 (%)
Diesel	683	715	(4,5)
Gasolina	415	420	(1,2)
Querosene de Aviação (QAV)	87	87	-
Nafta	70	73	(4,1)
Óleo Combustível	198	191	3,7
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	114	120	(5,0)
Outros	165	177	(6,8)
VOLUME DE PRODUÇÃO TOTAL	1.732	1.783	(2,9)

VOLUME DE VENDAS CONSOLIDADO (Mbpd)

	2025	2024	Δ 2025 / 2024 (%)
Diesel	763	725	5,2
Gasolina	409	401	2,0
Querosene de Aviação (QAV)	117	110	6,4
Nafta	66	70	(5,7)
Óleo Combustível	20	28	(28,6)
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	217	214	1,4
Outros	155	171	(9,4)
Total de derivados	1.747	1.719	1,6
Renováveis, nitrogenados e outros	7	7	-
Petróleo	170	147	15,6
Gás natural	187	206	(9,2)
Total mercado interno	2.111	2.079	1,5
Exportação de petróleo, derivados e outros	980	798	22,8
Vendas no exterior	32	37	(13,5)
Total mercado externo	1.012	835	21,2
TOTAL GERAL	3.123	2.914	7,2

EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO LÍQUIDA (Mbpd)

	2025	2024	Δ 2025 / 2024 (%)
Exportação (importação) líquida	646	499	29,5
Importação	332	299	11,0
Petróleo	132	151	(12,6)
Diesel	115	60	91,7
Gasolina	13	11	18,2
Nafta	-	-	-
GLP	48	59	(18,6)
Outros derivados	24	18	33,3
Exportação	978	798	22,6
Petróleo	765	602	27,1
Óleo combustível	170	150	13,3
Outros derivados	43	46	(6,5)

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 ***Provasdas***



Reservas Provadas

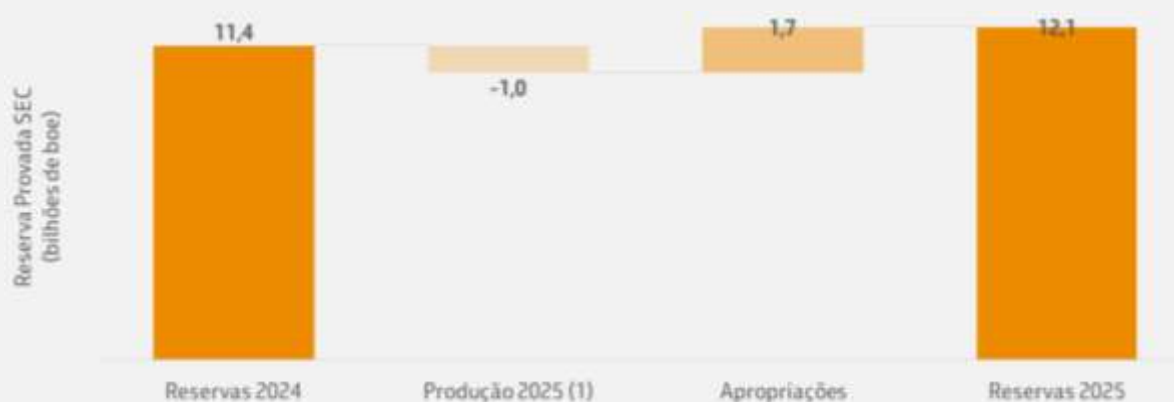
Nossas reservas provadas de óleo, condensado e gás natural, estimadas segundo critérios da SEC, resultaram em 12,1 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), em 31 de dezembro de 2025. Desse total, 84% são de óleo e condensado e 16% de gás natural.

Em 2025, a Petrobras seguiu a trajetória de adição significativa de reservas (1,7 bilhão de boe), mantendo o foco na geração de valor para a sociedade e acionistas, e buscando garantir a segurança energética necessária para o desenvolvimento sustentável do país e para uma transição energética justa. O índice de reposição de reservas (IRR) foi de 175%, mesmo diante da produção recorde de 2025. A relação entre as reservas provadas e a produção (indicador R/P) está em 12,5 anos.

A adição de reservas ocorreu, principalmente, em função do excelente desempenho dos ativos, com destaque para os campos de Búzios, Tupi, Itapu e Mero, na Bacia de Santos, do avanço no desenvolvimento dos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, e de projetos de novos poços principalmente em Búzios, Tupi, Marlim Sul e Jubarte, nas bacias de Santos e Campos. Não tivemos alterações relevantes nas reservas decorrentes de variação do preço do petróleo, evidenciando a resiliência de nossos projetos.

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

VARIAÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS SEC EM 2025¹ bilhões de boe



Considerando a produção esperada para os próximos anos, é essencial seguir investindo na maximização do fator de recuperação dos ativos já descobertos, na exploração de novas fronteiras e diversificação do portfólio exploratório no Brasil e no exterior para repor as reservas de petróleo e gás.

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

¹ Produção 2025 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.



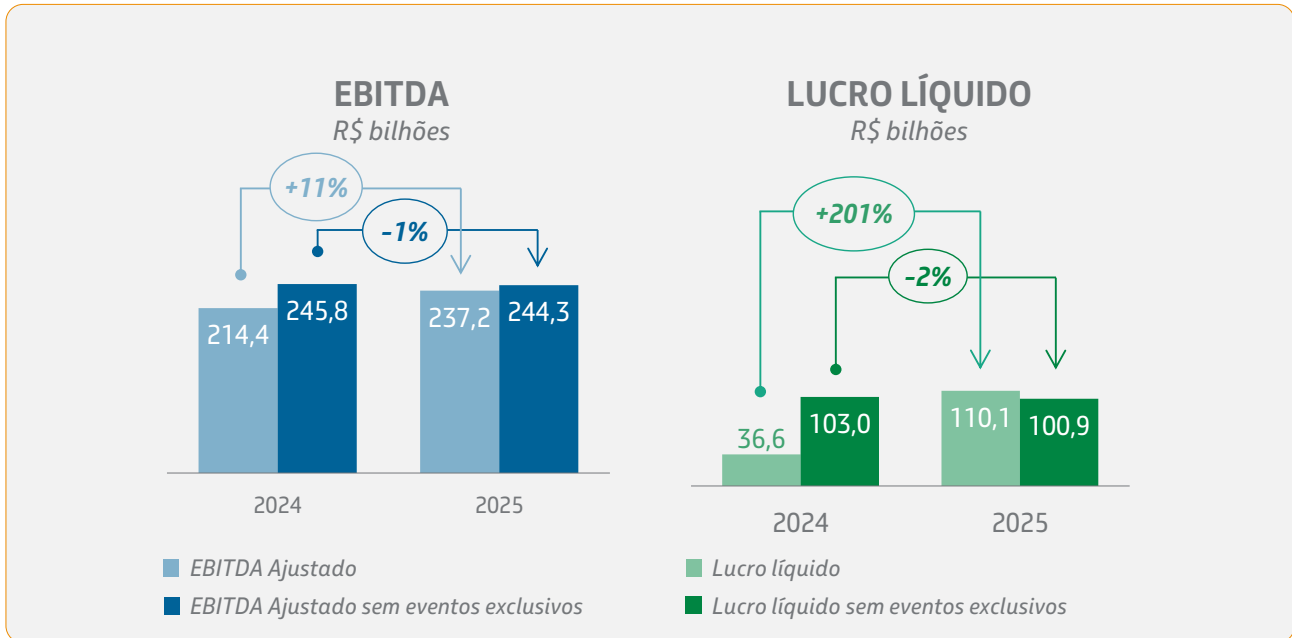
A Petrobras também estima reservas segundo o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis / *Society of Petroleum Engineers*). Em 31 de dezembro de 2025, as reservas provadas segundo este critério atingiram 12,5 bilhões de barris de óleo equivalente. As diferenças entre 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**



Desempenho Financeiro

Destaques 2025



“Os resultados de 2025 comprovam a consistência da nossa estratégia, baseada em disciplina de capital, aumento de produção e eficiência operacional. Mesmo em um cenário de forte queda do Brent, geramos R\$ 200 bilhões de caixa operacional no ano. Continuamos a apresentar um fluxo de caixa robusto, apoiado por projetos de qualidade que ampliam a produção, com alto retorno e rápida geração de caixa. Essa combinação sólida cria valor e garante benefícios duradouros para a sociedade brasileira e para os nossos acionistas.”

Fernando Melgarejo, Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores

Principais destaques financeiros

- Resultados sólidos em 2025: EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos de R\$ 244,3 bilhões e Lucro líquido sem eventos exclusivos de R\$ 100,9 bilhões
- Manutenção da forte geração de caixa com Fluxo de Caixa Operacional de R\$ 200,3 bilhões e Fluxo de caixa livre de R\$ 91,6 bilhões

Contribuições para sociedade

- Pagamos R\$ 277,6 bilhões em tributos à União, estados e municípios em 2025
- O Conselho de Administração aprovou o encaminhamento à Assembleia Geral Ordinária da proposta de remuneração aos acionistas de R\$ 8,1 bilhões relacionados ao resultado do 4T25
- Distribuímos R\$ 45,2 bilhões em proventos, sendo R\$ 17,6 bilhões para o Grupo de Controle
- Destinamos cerca de R\$ 2 bilhões em investimentos socioambientais, patrocínios e doações

PRINCIPAIS ITENS E INDICADORES

R\$ milhões	2025	2024	Δ 2025 / 2024 (%)
Receita de vendas	497.549	490.829	1,4
Lucro bruto	236.998	246.462	(3,8)
Despesas operacionais	(91.128)	(105.794)	(13,9)
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	110.129	36.606	200,8
Lucro líquido sem eventos exclusivos - Acionistas Petrobras (*)	100.937	102.955	(2,0)
Fluxo de caixa operacional	200.333	204.037	(1,8)
Fluxo de caixa livre	91.635	124.054	(26,1)
EBITDA ajustado	237.177	214.419	10,6
EBITDA ajustado sem eventos exclusivos (*)	244.305	245.786	(0,6)
Dívida bruta (US\$ milhões)	69.793	60.311	15,7
Dívida líquida (US\$ milhões)	60.593	52.240	16,0
Dívida líquida/LTM EBITDA Ajustado (x) (**)	1,42	1,29	10,1
Dólar médio de venda	5,59	5,39	3,7
Brent (US\$/bbl)	69,06	80,76	(14,5)
Preço derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	472,58	481,80	(1,9)
ROCE (Retorno sobre o Capital Empregado) (**)	6,6%	7,2%	-0,6 p.p

(*) Vide reconciliação do Lucro líquido e EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos na tabela 2.

(**) Índice calculado em dólares norte-americanos.

Resultado consolidado

Em 2025, apresentamos resultados financeiros sólidos, mesmo diante de um cenário desafiador, marcado pela queda de 14% no preço do *Brent* em relação ao ano anterior. Esse desempenho foi impulsionado principalmente pela excelente performance operacional, com destaque para o aumento de 11% da produção total de óleo e gás no mesmo período. Como resultado, alcançamos um EBITDA ajustado de R\$ 244,3 bilhões e Lucro líquido de R\$100,9 bilhões, ambos excluindo eventos exclusivos.

O EBITDA ajustado, excluindo eventos exclusivos, apresentou redução de 0,6% em relação a 2024, refletindo o impacto da queda do Brent que foi compensado pela melhora da nossa performance operacional, em função do aumento do volume produzido. Destacam-se o início da operação e o aumento da capacidade dos FPSOs Almirante Tamandaré e Marechal Duque de Caxias, a manutenção do topo de produção do FPSO Sepetiba, o *ramp-up* dos FPSOs Maria Quitéria, Anita Garibaldi, Anna Nery e Alexandre de Gusmão, além da maior eficiência operacional em Búzios e nos demais ativos de Águas Ultra Profundas. Esses avanços também contribuíram para o recorde nas exportações de petróleo, que atingiram 999 mbpd no 4T25.

Além disso, o EBITDA foi favorecido por maiores vendas de derivados no mercado interno, com destaque para as vendas de diesel, gasolina e QAV, e pela redução das despesas operacionais, que em 2024 haviam sido impactadas principalmente pelo resultado com abandono de áreas.

O lucro líquido, desconsiderando eventos exclusivos, teve uma redução de 2,0% em relação a 2024. Considerando os eventos exclusivos, o lucro líquido totalizou R\$ 110,1 bilhões, influenciado pelo ganho com variação cambial, refletindo a valorização do real frente ao dólar.

EVENTOS EXCLUSIVOS

R\$ milhões	2025	2024	2025 X 2024
Lucro líquido (Prejuízo)	110.605	37.009	198,9
Eventos exclusivos	13.920	(95.790)	-
Eventos exclusivos que não afetam o EBITDA Ajustado	21.048	(64.423)	-
Impairment (perdas) reversões de ativos e de investimentos	(8.324)	(9.307)	(10,6)
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	(8)	-	-
Resultado com alienação e baixa de ativos	134	1.171	(88,6)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.302	1.482	(12,1)
Efeitos da transação tributária no resultado financeiro	-	(11.051)	-
Ágio/deságio na recompra de títulos de dívidas	(34)	47	-
(Perdas)/ganhos com variação cambial real x dólar (*)	27.978	(46.765)	-
Outros eventos exclusivos	(7.128)	(31.367)	(77,3)
Acordo Coletivo de Trabalho (ACT)	(2.694)	(40)	6635,0
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	2.921	(15.745)	-
(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	(5.670)	(5.395)	5,1
Efeitos da transação tributária na despesa tributária	-	(3.595)	-
Equalização de gastos - AIP	(1.501)	(78)	1824,4
Perdas oriundas da revisão atuarial do Plano de Saúde	-	(6.955)	-
Ganhos com cessão de contratos de concessão	-	61	-
Programa de Anistia do Estado da Bahia	(728)	-	-
Outros	544	380	43,2
Efeito líquido dos eventos exclusivos no IR/CSLL	(4.728)	29.442	-
Lucro líquido sem eventos exclusivos	101.413	103.358	(1,9)
Acionistas Petrobras	100.937	102.955	(2,0)
Acionistas não controladores	476	403	18,1
EBITDA Ajustado	237.177	214.419	10,6
Outros eventos exclusivos	(7.128)	(31.367)	(77,3)
EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos	244.305	245.786	(0,6)

(*) A partir do 4T24, a linha de (Perdas)/ganhos com variação cambial real x dólar foi adicionada na tabela acima para cálculo do 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	2025	2024	Δ 2025 / 2024 (%)
Exploração & Produção	17.017	13.912	22,3
Refino, Transporte e Comercialização	2.285	1.799	27,0
Gás & Energias de Baixo Carbono	406	426	(4,7)
Outros	585	461	26,9
Subtotal	20.294	16.598	22,3
Bônus de assinatura	26	23	12,6
TOTAL	20.319	16.621	22,2

Em 2025, os investimentos totalizaram US\$ 20,3 bilhões, representando um aumento de 22,2% em relação a 2024. Esse montante corresponde a uma realização 9,7% acima do previsto no PN 2025-29, permanecendo dentro da faixa de variação do *guidance* divulgado para o ano.

O patamar de Capex em 2025 decorre, principalmente, da evolução nas campanhas de poços, do avanço físico e financeiro associado ao cumprimento de marcos de construção dos FPSOs próprios destinados à operação nos campos de Búzios, Atapu e Sépia, além do recorde de interligações de poços. Os investimentos no segmento de E&P representaram cerca de 84% do total de investimentos em 2025, contribuindo para o relevante crescimento da produção observado no ano.

Destaca-se, ainda, o início da operação dos FPSOs afretados Almirante Tamandaré (Búzios 7) e Alexandre de Gusmão (Mero 4), bem como do FPSO próprio P-78 (Búzios 6). Essas três novas unidades de produção adicionaram 585 mil barris de óleo por dia de capacidade nominal de produção operada pela Petrobras.

Assim como as unidades próprias, os FPSOs afretados são reconhecidos no ativo da companhia e representam esforço de investimento voltado à ampliação da capacidade produtiva por meio da entrada em operação de novas unidades, além de demandarem investimentos relevantes para o desenvolvimento dos sistemas submarinos que viabilizam a operação dessas plataformas. Contudo, os investimentos relacionados à construção dessas unidades não são considerados na rubrica de Capex.

Por fim, em dezembro de 2025, foi desembolsado o montante de US\$ 1,3 bilhão referente à aquisição dos direitos e obrigações da União nos acordos de individualização da produção das jazidas compartilhadas de Mero e Atapu, ampliando a participação da Petrobras nesses ativos. O reconhecimento do valor no Capex ocorrerá em 2026, por ocasião da assinatura dos contratos.

A tabela a seguir apresenta as principais informações dos novos sistemas de produção de óleo e gás já contratados e dos principais projetos do segmento de Refino, Transporte e Comercialização.

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	1,7	2,3	97,25% ⁽³⁾	Projeto em fase de execução com UEP em operação. 7 poços perfurados e 7 completados. ⁽²⁾
Mero 3 FPSO Marechal Duque de Caxias (Unidade Afretada)	2024	180.000	0,6	1,3	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	1,8	2,1	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em operação. 15 poços perfurados e completados.
Búzios 6 P-78 (Unidade Própria)	2025	180.000	4,1	5,1	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em operação. 12 poços perfurados e completados.
Mero 4 FPSO Alexandre de Gusmão (Unidade Afretada)	2025	180.000	0,6	1,3	38,6%	Projeto em fase de execução com UEP em operação. 11 poços perfurados e 10 completados.
Búzios 8 P-79 (Unidade Própria)	2026	180.000	3,0	5,1	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP na locação. 14 poços perfurados e 11 completados.
Búzios 9 P-80 (Unidade Própria)	2027	225.000	2,3	6,5	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 4 poços perfurados e completados.
Búzios 10 P-82 (Unidade Própria)	2027	225.000	2,2	7,2	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 2 poços perfurados e 1 completados.
Búzios 11 P-83 (Unidade Própria)	2027	225.000	2,0	6,4	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	1,4	2,9 ⁽⁴⁾	30%	Projeto em fase de execução com UEP em construção.
Atapu 2 P-84 (Unidade Própria)	2029	225.000	1,0	6,4	65,7%	Projeto em fase de execução com UEP em construção.
Sépia 2 P-85 (Unidade Própria)	2030	225.000	0,6	4,7	55,3%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 1 poço perfurado e completado.
Trem 2 - RNEST	2029	Aumento da capacidade de processamento em mais 130 mil barris por dia.	0,1 ⁽⁵⁾	2,0 ⁽⁶⁾	100,0%	Projeto em fase de execução.

(1) Investimento total dos projetos considerando as premissas do PN 2026-30+ no *working 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) Parcela Petrobras ajustada devido a aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) da Jazida Compartilhada do Pré-Sal de Jubarte pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com efetividade a partir de 1 de agosto de 2025. O investimento total do projeto no WI Petrobras encontra-se em processo de negociação para equalização entre a Petrobras e os parceiros.
- (4) 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.
- (5) Realizado a partir de 2023 (quando houve a reavaliação do projeto).
- (6) Investimento total do projeto considerando as premissas do PN 2026-30+, na visão prospectiva a partir de 2023 (quando houve a reavaliação do projeto) até a realização do projeto.

Informações adicionais

Crêditos para inclusão dos projetos na tabela:

Projetos de E&P - projeto de investimento com UEP (Unidade Estacionária de Produção) contratada até 1º ano de operação

Projetos de Refino, Logística e Gás - projeto de investimento acima de USD 1 Bi, com principais escopos de EPC (Engenharia, Suprimentos e Construção) já contratados

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

R\$ milhões	2025	2024
Disponibilidades ajustadas no início do período	49.978	86.670
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no início do período	(29.724)	(25.057)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	20.254	61.613
Recursos gerados pelas atividades operacionais	200.333	204.037
Recursos gerados (utilizados) pelas atividades de investimento	(86.114)	(72.363)
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(108.714)	(79.856)
Reduções (adições) em investimentos	16	(127)
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos	3.550	4.381
Compensação financeira por acordos de coparticipação	2.140	1.951
Resgates (investimentos) em aplicações financeiras	16.188	501
Dividendos recebidos	706	787
(=) Fluxo de Caixa das atividades operacionais e de investimento	114.219	131.674
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos	(97.122)	(179.974)
Participação de acionistas não controladores	65	(509)
Financiamentos líquidos	688	(34.182)
Captações	29.628	12.027
Amortizações	(28.940)	(46.209)
Amortizações de arrendamentos	(52.437)	(42.672)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	(45.205)	(100.305)
Recompra de ações	-	(1.919)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(233)	(387)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.743)	6.941
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	35.608	20.254
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no fim do período	15.014	29.724
Disponibilidades ajustadas no fim do período	50.622	49.978
Reconciliação do Fluxo de caixa livre		
Recursos gerados pelas atividades operacionais	200.333	204.037
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(108.714)	(79.856)
Reduções (adições) em investimentos	16	(127)
Fluxo de caixa livre (*)	91.635	124.054

(*) O Fluxo de Caixa Livre (FCL) está de acordo com a 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.

Em 31 de dezembro de 2025, caixa e equivalentes de caixa totalizaram R\$ 35,6 bilhões, e as disponibilidades ajustadas somaram R\$ 50,6 bilhões. Em 2025, os recursos gerados pelas atividades operacionais alcançaram R\$ 200,3 bilhões, e o fluxo de caixa livre positivo totalizou R\$ 91,6 bilhões. Esse nível de geração de caixa, aliado às captações realizadas ao longo do ano, foi utilizado principalmente para: (a) realizar investimentos (R\$ 108,7 bilhões), (b) amortizar passivos de arrendamento (R\$ 52,4 bilhões), (c) remunerar os acionistas (R\$ 45,2 bilhões), e (d) amortizar o principal e juros devidos no período (R\$ 28,9 bilhões).

No ano de 2025, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no montante de R\$ 28,9 bilhões. No mesmo período, a companhia captou o total de R\$ 29,6 bilhões, destacando-se: (i) R\$ 10,5 bilhões no mercado de capitais internacional (global notes) com vencimento em 2030 e 2036; (ii) R\$ 9,7 bilhões no mercado bancário nacional; (iii) R\$ 6,3 bilhões no mercado bancário internacional; e (iv) R\$ 2,9 bilhões na oferta pública de debêntures, com vencimento em 2035, 2040 e 2045.

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

US\$ milhões	31.12.2025	30.09.2025	Δ %	31.12.2024
Dívida Financeira	26.441	28.122	(6,0)	23.162
Mercado de capitais	17.000	17.395	(2,3)	14.490
Mercado bancário	7.595	8.836	(14,0)	6.519
Bancos de fomento	532	560	(5,0)	508
Agências de crédito à exportação	1.189	1.201	(1,0)	1.508
Outros	125	130	(3,8)	137
Arrendamentos	43.352	42.589	1,8	37.149
Dívida bruta	69.793	70.711	(1,3)	60.311
Disponibilidades ajustadas	9.200	11.658	(21,1)	8.071
Dívida líquida	60.593	59.053	2,6	52.240
Dívida líquida/(Dívida líquida+market cap) - Alavancagem	45%	43%	4,7	39%
Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,7	6,7	-	6,8
Prazo médio da dívida (anos)	11,70	11,36	3,0	12,52
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA Ajustado	1,42	1,53	(7,2)	1,29
Índice de Dívida Bruta/LTM EBITDA Ajustado	1,64	1,83	(10,4)	1,49
R\$ milhões				
Dívida Financeira	145.489	149.570	(2,7)	143.426
Arrendamentos	238.536	226.513	5,3	230.041
Disponibilidades ajustadas	50.622	62.001	(18,4)	49.978
Dívida Líquida	333.403	314.082	6,2	323.489

Em 31/12/2025, a dívida bruta alcançou US\$ 69,8 bilhões, representando um aumento de 15,7% em relação a 31/12/2024, principalmente em função do início da operação dos FPSOs afretados Almirante Tamandaré (Búzios 7) e Alexandre de Gusmão (Mero 4), que resultou no reconhecimento de US\$ 3,7 bilhões (parcela Petrobras) no endividamento da companhia, bem como das captações realizadas ao longo do ano.

O prazo médio da dívida variou de 12,52 anos em 31/12/2024 para 11,7 anos em 31/12/2025, enquanto o custo médio passou de 6,8 % a.a. para 6,7% a.a. no mesmo período.

A relação dívida bruta/EBITDA Ajustado foi de 1,64x em 31/12/2025 em comparação com 1,49x em 31/12/2024.

A dívida líquida atingiu US\$ 60,6 bilhões em 31/12/2025, um aumento de 16,0% em comparação com 31/12/2024.

RECONCILIAÇÃO DO EBITDA AJUSTADO

R\$ milhões	2025	2024	Δ 2025 / 2024 (%) (*)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	110.605	37.009	198,9
Resultado Financeiro Líquido	(4.971)	82.471	-
Tributos sobre o lucro	39.994	17.721	125,7
Depreciação, depleção e amortização	84.388	67.033	25,9
EBITDA	230.016	204.234	12,6
Resultado de participações em investimentos	242	3.467	(93,0)
(Reversão) perda líquida no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	8.347	9.371	(10,9)
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	8	-	-
Resultado com alienações e baixas de ativos	(134)	(1.171)	(88,6)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(1.302)	(1.482)	(12,1)
EBITDA Ajustado total	237.177	214.419	10,6
Margem do EBITDA Ajustado (%)	48	44	4,0

(*) Variações de Margem EBITDA em pontos percentuais.

O EBITDA é um indicador calculado como sendo o lucro líquido do exercício 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 contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), 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 as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*).



Sendo assim, estas duas medidas devem ser consideradas em conjunto com outras métricas e indicadores para um melhor entendimento sobre o desempenho e condições financeiras da companhia.

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**



Geração de Valor

Retorno aos Acionistas e Sociedade

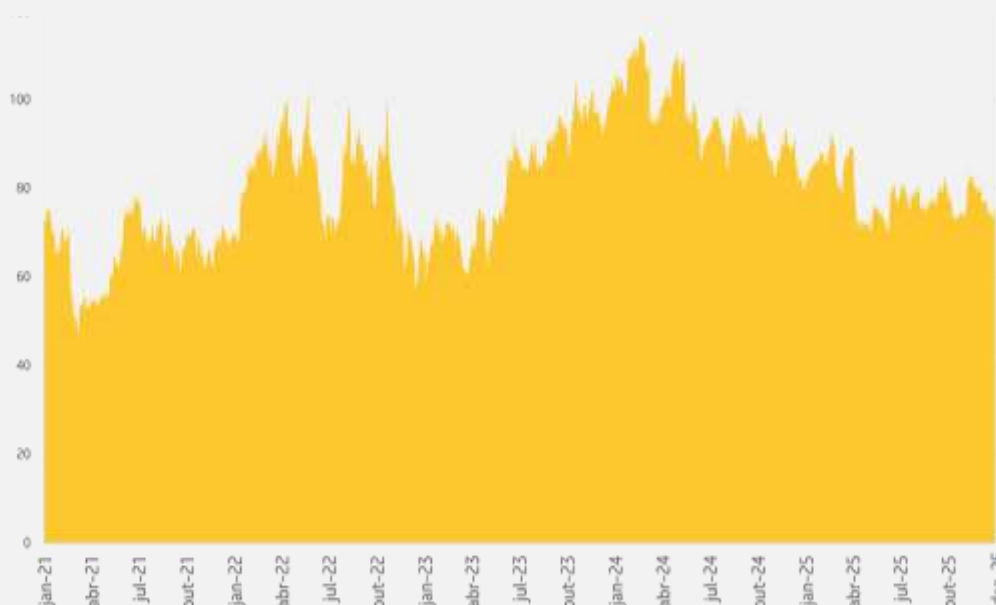
Geramos valor tanto para os acionistas quanto para a sociedade como um todo.

Acionistas

Desempenho das nossas ações¹

Nosso valor de mercado passou de US\$ 81,0 bilhões no final de 2024 para US\$ 74,8 bilhões em dezembro de 2025, influenciado pela depreciação do *Brent*. No dia 24 de fevereiro de 2026 nosso valor de mercado era de US\$ 103,5 bilhões.

VALOR DE MERCADO - PETROBRAS US\$ bilhões



Em 2025, nossas ações ordinárias e preferenciais apresentaram desvalorização de 8,7% e 5,3%, respectivamente, e nos últimos cinco anos acumularam alta de 274,1% e 300,3%, enquanto o índice Ibovespa valorizou 35,4% nesse mesmo período. Em 2026, até o dia 24 de fevereiro, nossas ações ordinárias e preferenciais apresentaram, respectivamente, valorização de 31,1% e 28,4%.

1) Fonte: Bloomberg. Considera ajustes de dividendos.

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, alta de 2,8% e 7,0% em 2025, enquanto o índice MSCI Oil & Gas, que reflete a performance das maiores empresas do segmento de óleo e gás no mundo, teve valorização de 11,9% nesse mesmo período. As ADRs ordinárias tiveram valorização de 247,1% enquanto as ADRs preferenciais valorizaram 266,7% nos últimos cinco anos. Em 2026, até o dia 24 de fevereiro, as ADRs ordinárias e preferenciais tiveram valorização de 39,6% e 36,7%, 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 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, além de 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, buscando dar 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 2026-2030. 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 de 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 2025, 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 o objetivo de maximizar o retorno para os nossos acionistas, aprovamos, no exercício 2025, a antecipação de R\$ 32,5 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	0,45458310	02/06/2025	20/08/2025	JCP
	0,30844749	02/06/2025	22/09/2025	Dividendos
	0,14613560	02/06/2025	22/09/2025	JCP
2º trimestre	0,33596205	21/08/2025	21/11/2025	JCP
	0,13504029	21/08/2025	22/12/2025	JCP
	0,20092175	21/08/2025	22/12/2025	Dividendos
3º trimestre	0,47160378	22/12/2025	20/02/2026	JCP
	0,17518233	22/12/2025	20/03/2026	JCP
	0,29642144	22/12/2025	20/03/2026	Dividendos



Além das antecipações acima mencionadas, está sendo encaminhada para a apreciação da Assembleia Geral Ordinária ("AGO") de 2026, a ser realizada em abril de 2026, a proposta de pagamento de remuneração adicional aos nossos acionistas, em forma de dividendos, no montante de R\$ 8,1 bilhões, que, somados as antecipações acima mencionadas (atualizadas pela Selic), totalizam R\$ 41,2 bilhões, sendo R\$ 23,8 bilhões para as ações ordinárias, e R\$ 17,4 bilhões para as ações preferenciais.

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

Sociedade

Em 2025, tivemos uma distribuição de valor adicionado de R\$ 385,7 bilhões para a sociedade. Nossa maior distribuição foi através de tributos (federais, estaduais, municipais e no exterior) no valor de R\$ 207,8 bilhões, seguido pela remuneração e benefícios relativos a pessoal e administradores no valor de R\$ 46,4 bilhões e pelas instituições financeiras e fornecedores, que totalizaram R\$ 20,9 bilhões. A distribuição de valor aos nossos acionistas, composta apenas por lucros do exercício de 2025, totalizou R\$ 110,6 bilhões.

Publicamos mais informações sobre indicadores sociais na seção Balanço 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).

PE 2050 e PN 2026-30



Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2026-2030

Visão, Propósito e Valores

No Plano de Negócios 2026-2030 (“PN 2026-30” ou “Plano”), apresentamos a trajetória que pretendemos seguir como empresa líder na transição energética justa, reduzindo emissões, ampliando a produção de combustíveis sustentáveis e contribuindo para a geração de empregos e renda para a sociedade brasileira. Ao mesmo tempo, fortalecemos a segurança energética do país, diminuimos a dependência de importações de derivados e trazemos mais recursos para a economia nacional.

Buscamos ser a melhor companhia integrada e diversificada de energia, gerando valor ao conciliar o foco em óleo e gás com a expansão para negócios de baixo carbono, incluindo a produção de petroquímicos, fertilizantes e biocombustíveis.

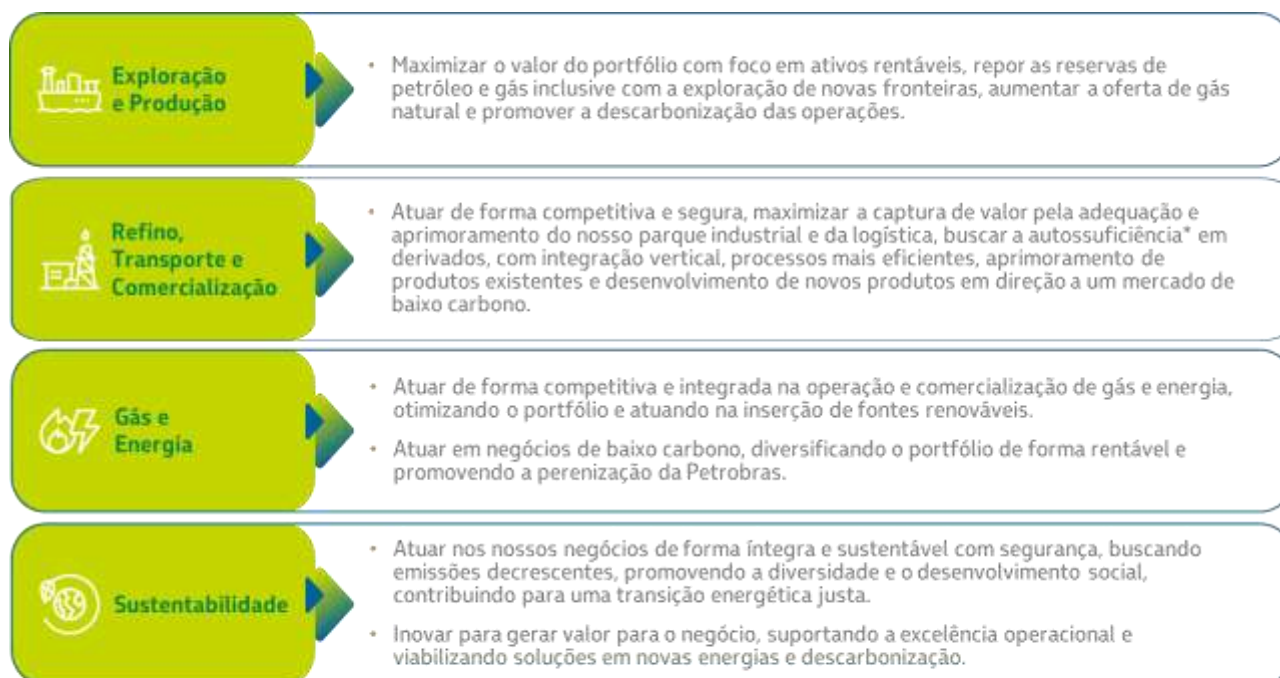


Para isso, definimos quatro eixos de geração de valor: produção crescente de óleo e gás, com foco na reposição contínua de reservas; investimentos rentáveis, com disciplina de capital e adequada distribuição do valor gerado; integração e diversificação, promovendo valor na transição energética justa; e atuação com integridade, segurança e inovação, de forma sustentável e com atenção total às pessoas.

Nosso crescimento sustentável está refletido na ambição de preservar nossa relevância na oferta de energia para o Brasil, com um potencial aumento da oferta de energia da companhia, passando de 4,3 exajoules (EJ) em 2022 para 6,5 EJ em 2050, mantendo participação de 31% na oferta primária de energia do país, ao mesmo tempo em que ampliamos a participação de fontes renováveis em nosso portfólio.

Estratégias de negócios

Adotamos estratégias diferenciadas para cada segmento de atuação, com investimentos voltados à descarbonização de nossas operações, à expansão da geração renovável, ao desenvolvimento de combustíveis sustentáveis e ao fortalecimento das iniciativas de pesquisa em baixo carbono.



* Autossuficiência em derivados é definida como capacidade de produção para atendimento ao mercado nacional de diesel e gasolina, conforme esclarecimento solicitado no Relatório de Auditoria CGU n.º 1705973.

Investimentos 2026-2030

No horizonte do PN 2026-30, prevemos investimentos totais (CAPEX) de US\$ 109 bilhões, sendo US\$ 91 bilhões destinados à Carteira em Implantação e US\$ 18 bilhões à Carteira em Avaliação, composta por oportunidades com menor grau de maturidade.

Com o objetivo de garantir resiliência financeira e flexibilidade para responder às condições de mercado, o Plano introduz um novo mecanismo aplicado à Carteira em Implantação, estruturado em duas classificações:

- i) **Carteira em Implantação Base:** US\$ 81 bilhões, composta pelos projetos que já possuem orçamento aprovado no Plano, ainda que não tenham sido sancionados¹.
- ii) **Carteira em Implantação Alvo:** US\$ 91 bilhões, abrangendo os projetos da Carteira em Implantação Base (US\$ 81 bilhões) e projetos adicionais (US\$ 10 bilhões), cuja confirmação orçamentária está condicionada à análise de financiabilidade. Avaliações trimestrais, considerando as projeções de fluxo de caixa e a estrutura de capital, determinarão o avanço desses projetos e eventual priorização.

¹ Projetos sancionados são investimentos com dispêndios aprovados para execução do seu escopo. Os projetos não sancionados ainda terão seu mérito econômico avaliado na governança de avaliação de projetos.

Detalhamento das carteiras de investimentos (CAPEX)

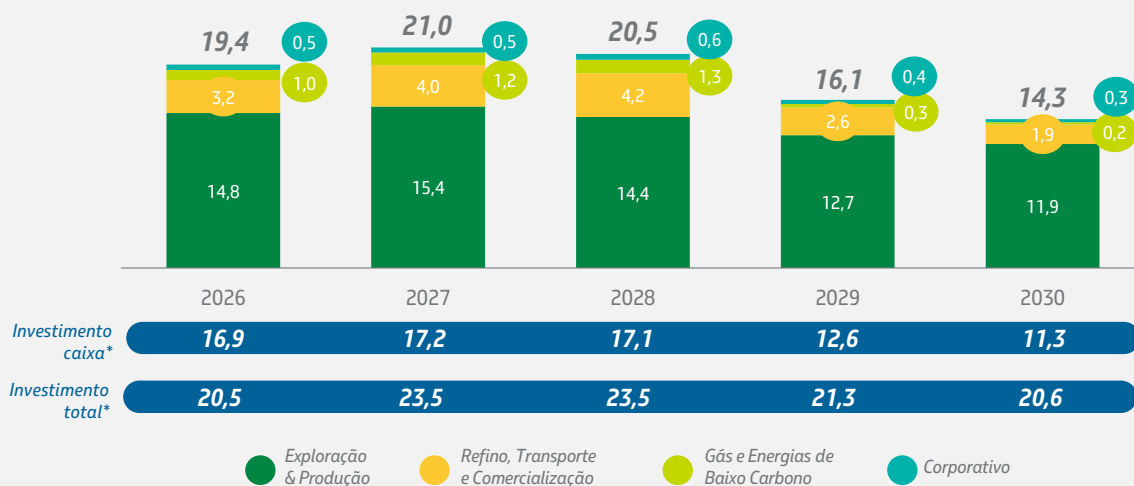
US\$ bilhão



Nota: Projeções sujeitas à variação de +/- 5%

Distribuição anual dos investimentos (CAPEX) Carteira em Implantação Alvo

US\$ bilhão



* Exclui principalmente arrendamentos, gastos com geologia e geofísica, além do descasamento temporal entre caixa e competência de plataformas, materiais e equipamentos.

Notas:

Projetamos a seguinte distribuição para a Carteira Total, em USD bilhões: 20,5 (2026), 23,5 (2027), 23,5 (2028), 21,3 (2029) e 20,6 (2030).

Projeções sujeitas à variação de +/- 5%.



Além da maior eficiência na alocação do CAPEX, o Plano prevê medidas para otimização de custos, com economia estimada de US\$ 12 bilhões nos gastos operacionais gerenciáveis entre 2025 e 2030, representando uma redução média anual de 8,5% em relação ao Plano anterior. Entre as iniciativas previstas estão: redução de gastos em plataformas sem produção, otimização da logística aérea e marítima, otimização de intervenções em poços e inspeções submarinas, aproveitamento de frete de retorno e postergação de serviços rotineiros e de conservação que não sejam prioritários. Todas as ações de otimização de custos são implementadas em total alinhamento com a atenção às pessoas, o respeito ao meio ambiente, a preservação da segurança operacional e a confiabilidade dos ativos.

O foco em óleo e gás permanece como principal prioridade da companhia. Nesse contexto, a estratégia de dupla resiliência – baseada em baixo custo e baixa emissão – é essencial para assegurar a liderança na transição energética justa, ao mesmo tempo em que garante a segurança energética e contribui para o desenvolvimento sustentável do país.



Investimentos em transição energética

Considerando todas as iniciativas de baixo carbono – englobando escopos 1, 2 e 3 –, o investimento em transição energética alcança US\$ 13 bilhões, contemplando projetos em energias de baixo carbono, bioprodutos, ações de descarbonização das operações e iniciativas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) presentes em todos os segmentos. Esse montante representa 12% do investimento total e 8% do investimento em Implantação*.



A atuação em negócios de baixo carbono visa à perenização da companhia, ao promover a diversificação rentável do portfólio. Em geração renovável, buscaremos atuar preferencialmente em parceria com empresas de grande porte do setor, visando aproveitar as sinergias entre os negócios de geração e as atividades operacionais da Petrobras e capturar oportunidades de mercado no Brasil – como ocorreu em dezembro de 2025, no segmento de energia solar, com a parceria firmada com a *Lightsource BP*.

Em relação aos bioprodutos – que incluem as cadeias de etanol, biodiesel e biometano – nossa estratégia prevê ingressar nesses segmentos preferencialmente por meio de parcerias estratégicas minoritárias ou com controle compartilhado, junto a *players* relevantes do mercado. Nosso objetivo é usufruir das oportunidades abertas com as mudanças regulatórias trazidas pela Lei do Combustível do Futuro, bem como com as sinergias existentes com outros negócios da companhia.

No âmbito do CAPEX total destinado à transição energética, também incluímos o Programa Carbono Neutro, que conta com um fundo de descarbonização, com orçamento de US\$ 1,0 bilhão no período de 2026 a 2030. O fundo tem como objetivo acelerar a descarbonização das operações (Escopos 1 e 2), visando a mitigação do risco associado às emissões de carbono, o atendimento aos compromissos climáticos e ambição Net Zero.

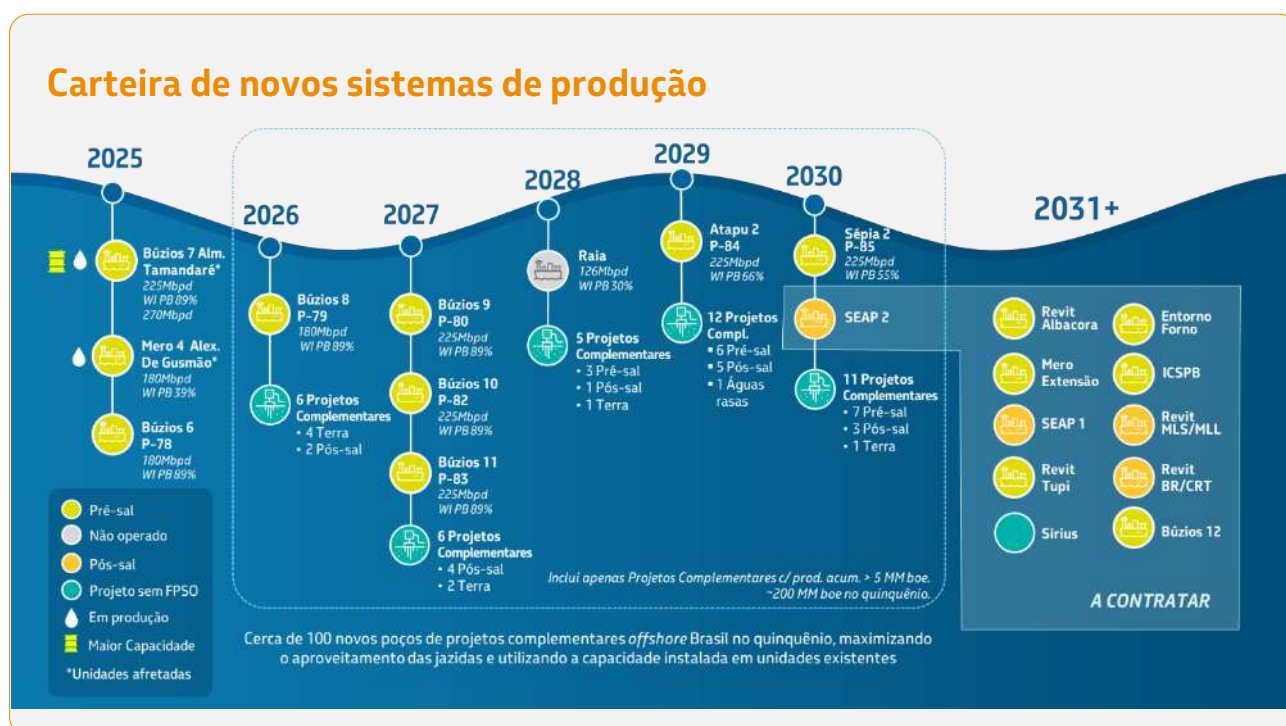
Além dos esforços de redução intrínseca, prevemos, como ferramenta complementar em nossa trajetória de descarbonização, o uso de créditos de carbono de alta qualidade, ampliando a contribuição para a preservação dos ecossistemas brasileiros.

Exploração e Produção

O PN 2026-30 destina US\$ 69,2 bilhões a projetos da Carteira em Implantação Alvo de E&P no quinquênio. Desse total, 62% correspondem ao Pré-Sal, 24% a campos do Pós-Sal, 10% às atividades em Exploração e cerca de 4% a iniciativas em terra, águas rasas, ativos no exterior, tecnologias e projetos de descarbonização.

Os projetos do portfólio seguem se destacando pela dupla resiliência - econômica e ambiental - e pelo elevado valor gerado, mantendo viabilidade mesmo em cenários de baixos preços do petróleo no longo prazo. O Brent de equilíbrio prospectivo da carteira² é, em média, de US\$ 25 por barril, e a intensidade de carbono permanece até 15 kgCO_{2e} por barril de óleo equivalente no quinquênio.

Estão previstos oito novos sistemas de produção até 2030, dos quais sete já contratados. Além disso, outros dez projetos estão planejados para implantação a partir de 2030. Atuamos como operadora na quase totalidade desses campos, sendo o projeto Raia a única exceção, operado pela Equinor.

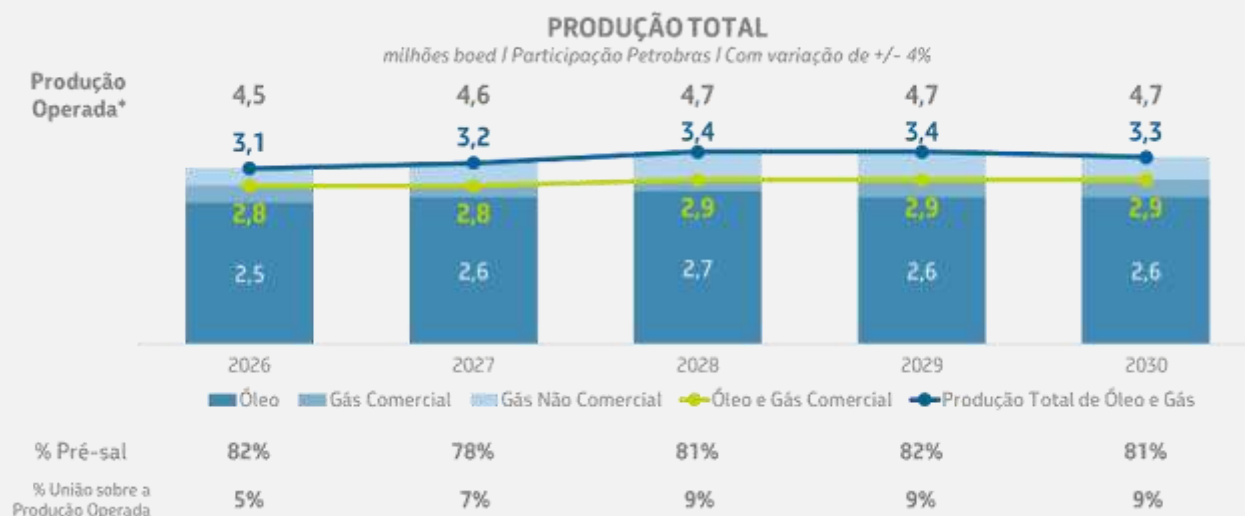


Produção de Óleo, LGN e Gás Natural

No PN 2026-30, estamos prevendo atingir um pico de produção de óleo de 2,7 milhões de barris por dia (bpd) em 2028 e um pico de produção total de 3,4 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed) em 2028 e 2029. Para o acompanhamento do Plano, utilizam-se as projeções anuais representadas no gráfico a seguir, com margem de variação de +/- 4%.

² Brent de equilíbrio: nível de preço de petróleo do tipo Brent que faz com que o VPL do projeto ou campo seja igual a zero. Considera apenas os projetos de E&P e não considera o custo de capital de investimentos passados.

Curva de Produção 2026-30



Para enfrentar os desafios de reposição de reservas, destinamos US\$ 7,1 bilhões às atividades exploratórias no quinquênio, com destaque para as bacias do Sul e Sudeste, para a Margem Equatorial e para ativos exploratórios no exterior, como Colômbia, São Tomé e Príncipe e África do Sul.

Em paralelo, mantemos iniciativas para ampliar a disponibilidade de gás natural e dedicamos atenção especial aos ativos maduros, com foco em prolongar a vida produtiva desses ativos e de seus sistemas de produção. Em casos em que não houver viabilidade técnica ou econômica, será iniciado o processo de descomissionamento, seguindo as melhores práticas de sustentabilidade na destinação de ativos em fim de vida útil. A destinação sustentável de equipamentos e o abandono de poços demandarão US\$ 9,7 bilhões nos próximos cinco anos.

Custos Operacionais

Prevemos uma média do Custo Total do Petróleo Produzido (CTPP) de US\$ 30,4/boe no período de 2026 a 2030. O CTPP inclui o custo de extração (atualmente abaixo de US\$ 6/barril), participações governamentais, depreciação e depleção. O valor considera participações governamentais calculadas com base no Brent médio utilizado como premissa do planejamento, representando uma redução de aproximadamente US\$ 6 por barril em relação à estimativa de CTPP do Plano anterior.

*Além da parcela da produção da União como óleo lucro dos projetos de Partilha, está incluída a parcela dos parceiros.

Refino, Transporte e Comercialização

No PN 2026-30, destinamos US\$ 15,8 bilhões em investimentos na carteira em Implantação Alvo para o segmento de Refino, Transporte, Comercialização, Petroquímica e Fertilizantes (RTC).

No Refino, os recursos estão concentrados na expansão e adequação do parque de refino, com o objetivo de produzir combustíveis de alta qualidade e de baixo carbono. Com esses projetos, estimamos ampliar a capacidade instalada de processamento de 1,8 milhão bpd para 2,1 milhões bpd até 2030, um acréscimo de 320 mil bpd, incluindo os projetos em avaliação. Essa expansão ocorrerá por meio de adequações nas plantas existentes, sem necessidade de construção de novas refinarias.

Até o fim do quinquênio do PN 2026-30, o perfil da produção também será aprimorado, com maior participação de produtos de maior valor agregado. A produção do diesel passará de 40% para 45% do total, com redução do teor de enxofre e melhoria de qualidade. Os investimentos em Refino - com destaque para a conclusão do Trem 2 da RNEST e o projeto Refino Boaventura - devem resultar em incremento de 307 mil bpd na capacidade de produção de Diesel S-10 até 2030 (incluindo projetos da Carteira em Avaliação), sendo 134 mil bpd de volume adicional e 173 mil bpd decorrentes da substituição do Diesel S-500 pelo Diesel S-10.

Também estão previstos investimentos em biorrefino para a produção de combustíveis com conteúdo renovável, como a construção, na RPBC, de uma planta dedicada à produção de Bioquerosene de Aviação (BioQav, também conhecido como SAF - *Sustainable Aviation Fuel*) e Diesel 100% renovável (HVO - *Hydrotreated Vegetable Oil*), via rota HEFA (*Hydroprocessed Esters and Fat Acids*), além de adaptações na REGAP e na REPLAN para produção de SAF por coprocessamento. Há ainda outros projetos e estudos voltados à produção de bioprodutos nas refinarias da companhia.

Investiremos também US\$ 1 bilhão em iniciativas para aumentar a eficiência operacional e energética das nossas refinarias por meio do Programa RefTop. Essas iniciativas contribuirão para o alcance da meta de intensidade de emissões das operações de refino e para garantir disponibilidade operacional igual ou superior a 97% até 2030.

Os investimentos em Comercialização e Logística (C&L) têm como objetivos principais ampliar a presença da companhia em mercados em crescimento - como Centro-Oeste e Arco Norte -, aumentar a frota de navios e embarcações e otimizar os ativos logísticos, buscando maximizar a eficiência operacional. Essas ações resultarão em redução de custos logísticos, diminuição da pegada de carbono e maior captura de mercado pela Petrobras.

A renovação e ampliação da frota de navios de cabotagem para classes de baixa liquidez, bem como o afretamento de embarcações de apoio offshore, criarão novas oportunidades para a indústria naval. O PN 2026-30 prevê a construção de 20 navios de cabotagem e 18 barcas, com investimentos de US\$ 2 bilhões, além do afretamento de 40 novas embarcações de apoio para renovação da frota que atende às operações de E&P.

No segmento de Fertilizantes, o principal projeto é a conclusão da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III), em Três Lagoas (Mato Grosso do Sul). Para os demais ativos — Fafen-BA, Fafen-SE e Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA) —, o foco dos investimentos será a continuidade operacional.

Além disso, destinamos recursos a estudos e pesquisas para projetos em petroquímica, reafirmando nosso interesse no segmento, dada sua capacidade de geração de valor e suas sinergias com as operações atuais.

Gás & Energias de Baixo Carbono

Estão previstos US\$ 4 bilhões em investimentos na Carteira em Implantação Alvo do segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC). Em gás natural, os projetos visam a aumentar a oferta de gás nacional, por meio da produção própria, e desenvolver novos produtos comerciais competitivos.

Mantemos a intenção de instalar novas usinas termelétricas (UTES) no Complexo de Energia Boaventura, em Itaboraí (Rio de Janeiro), cuja implementação estará condicionada ao êxito em futuros leilões de reserva de capacidade.

Em Energias de Baixo Carbono, serão priorizados, neste quinquênio, projetos envolvendo etanol, biodiesel, biometano, diesel R, SAF e biobunker, em linha com o avanço regulatório, a dinâmica de mercado e as sinergias com as operações da companhia.

Nas cadeias de etanol, biodiesel e biometano, buscaremos atuar preferencialmente por meio de parcerias estratégicas minoritárias ou com controle compartilhado, com players relevantes do setor. Continuamos, adicionalmente, a buscar parcerias para projetos de energia solar fotovoltaica e eólica onshore, com o objetivo de capturar oportunidades comerciais e ampliar nossa capacidade de autogeração de energia renovável.

Por fim, seguimos avançando nas avaliações de projetos em *Carbon Capture, Utilization and Storage* (CCUS), hidrogênio de baixa emissão de carbono, armazenamento de energia e no programa de Corporate Venture Capital (CVC).

Compromissos Ambientais, Sociais e de Governança - ASG

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

No 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 que orienta nossas decisões de longo prazo. A seguir, apresentamos os quatro posicionamentos que guiarão nossas ações.

Nosso posicionamento em ASG



REDUZIR A PEGADA DE CARBONO

*Ambição Net Zero 2050
Ambição Near Zero Methane 2030
Ambição de manter as emissões abaixo de 55 MM tCO₂e até 2030*



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. Mantemos e fortalecemos diariamente nossa reconhecida cultura de segurança, protegendo nossas operações e as pessoas. Assim, seguimos com a ambição de zero fatalidade e zero vazamento em nosso plano.

No que se refere às ambições associadas à redução da pegada de carbono, mantivemos: (i) neutralidade das emissões operacionais até 2050; (ii) a iniciativa “Near Zero Methane 2030”; (iii) a ambição relacionada ao patamar de emissões foi ajustada para manter as emissões anuais abaixo de 55 milhões tCO₂e até 2030⁴.

Para cada um desses posicionamentos, mantemos um conjunto de direcionadores que orientam ações, projetos, programas e compromissos da companhia.

⁴ Ambição atualizada em relação ao PN 2025-29. Considera apenas os segmentos de negócio em que já estamos inseridos, Ano base: 2022

Direcionadores ASG – PE 2050 e PN 2026-30

REDUZIR A PEGADA DE CARBONO

- Promover a descarbonização intrínseca, buscando a neutralidade de emissões operacionais até 2050, considerando a originação 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 ampliem a **inclusão e o desenvolvimento sustentável**.

CUIDAR DAS PESSOAS

- 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.

PROTEGER O MEIO AMBIENTE

- 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.

ATUAR COM INTEGRIDADE

- 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**.

Os compromissos relacionados a cada um dos quatro posicionamentos da mandala ASG permanecem consolidados em uma lista única, alinhada ao conceito de ASG integrado, reforçando a transversalidade desses temas em toda a companhia.

COMPROMISSOS ASG – PE 2050 E PN 2026-30

REDUZIR A PEGADA DE CARBONO



- › Redução das emissões absolutas operacionais totais em 30%¹ até 2030
- › Zero queima de rotina em *flare* até 2030
- › Intensidade de GEE no segmento E&P: Atingir intensidade do portfólio de 15 kgCO₂e/boe até 2030
- › Intensidade de GEE no segmento Refino: Atingir intensidade de 30 kgCO₂e/CWT até 2030
- › Redução da intensidade de metano no segmento *upstream* até 2030, atingindo 0,20 t CH₄/mil

¹Ano de referência: 2015. Compromisso considera apenas os segmentos de negócio em que estamos inseridos e a disposição da Companhia no uso de créditos de carbono

PROTEGER O MEIO AMBIENTE



- › Redução de 40%¹ da nossa captação de água doce até 2030 (91 mm m³/ano)
- › Redução de 30%¹ na geração de resíduos sólidos de processo até 2030 (195 mil ton/ano)
- › Destinação de 80% dos resíduos sólidos de processos para rotas de RRR² até 2030

Alcançar ganhos em biodiversidade até 2030, com foco em florestas e oceanos:

- › Impacto líquido positivo em áreas vegetadas até 2030
- › Aumento de 30% em conservação da biodiversidade até 2030

¹Ano referência: 2021. Compromisso considera os segmentos de negócio em que estávamos inseridos em 2021

²Reuso, reciclagem e recuperação.

CUIDAR DAS PESSOAS



- › 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*
- › Diversidade:
 - » Mulheres na liderança: 26% em 2030
 - » Pessoas negras na liderança: 26% em 2030
- › 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

* No Corporate Human Rights Benchmark (CHRB)

ATUAR COM INTEGRIDADE



- › Promover a diversidade nas Indicações da Petrobras para nossas participações:
 - » Atingir, até 2026, o mínimo de 30% de mulheres em cargos de órgãos estatutários nas suas participações societárias
 - » Atingir, até 2028, o mínimo de 20% de pessoas autodeclaradas negras em cargos de órgãos estatutários de indicação da Petrobras 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 *due diligence* 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

O estudo de financiabilidade do PN 2026-30 resultou na consolidação de medidas de disciplina de capital voltadas à otimização de custos, ao aumento da produtividade e à eficiência operacional, garantindo a sustentabilidade financeira da companhia no longo prazo.

As premissas de preço médio do *Brent*, taxa média de câmbio e *cracksreads* adotadas para o planejamento estão apresentadas na tabela abaixo:

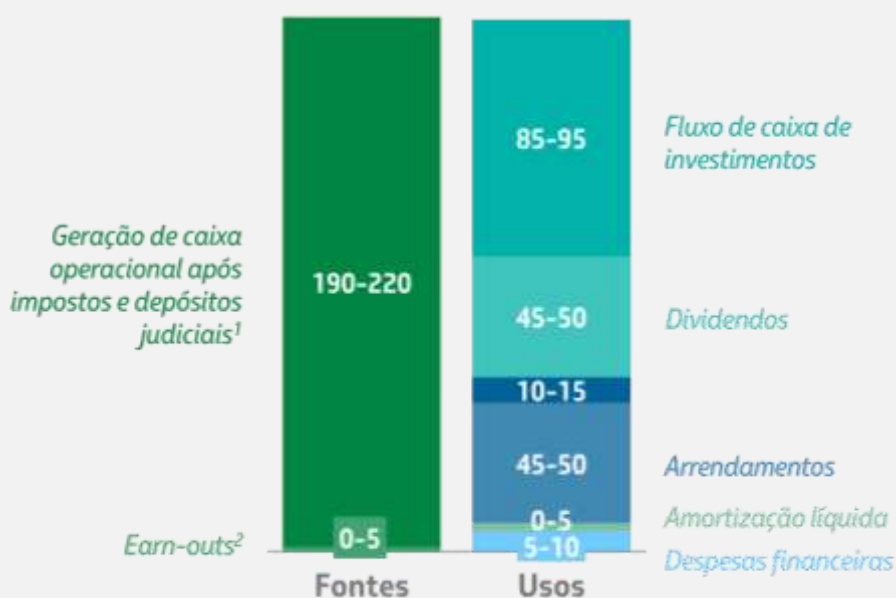
PREMISSAS

	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Brent</i> (US\$/bbl)	63	70	70	70	70
FX nominal (R\$/US\$)	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Crack Diesel (US\$/bbl)	20	19	19	19	19
Crack Gasolina (US\$/bbl)	14	13	12	12	12

A figura a seguir consolida as Fontes e Usos, evidenciando o equilíbrio entre construção do futuro (investimentos), controle da dívida e a remuneração aos acionistas. Considerando a Carteira Total, o fluxo de caixa livre permite estimativa de dividendos ordinários entre US\$ 45 bilhões e US\$ 50 bilhões no período.

Fontes e Usos (2026-2030) Faixas com visão da Carteira Total

US\$ bilhão



¹ Inclui excedente de caixa no início do período.

² Inclui pagamentos contingentes, diferidos e desinvestimentos.

Notas: FCO e arrendamentos das carteiras Implantação Alvo e Base estão integralmente contidos nas faixas apresentadas.

Gastos previstos com destinação: US\$ 10 bilhões.

As principais premissas utilizadas para a financiabilidade do Plano, relativas à Carteira em Implantação Alvo, são: (i) caixa mínimo de US\$ 6 bilhões; (ii) dividendos conforme a política vigente; (iii) limite de Dívida Bruta de US\$ 75 bilhões, com convergência para o patamar de US\$ 65 bilhões.

Projetamos um fluxo de caixa resiliente, com *Brent* de equilíbrio para neutralidade da dívida líquida de US\$ 59 por barril em 2026 e US\$ 48 por barril em 2030.

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 nível de *Brent* a longo prazo em US\$ 50/bbl.

*Ambiental,
Social e
Governança*



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 é valor
- Respeito à vida
- Gestão baseada em riscos
- Sustentabilidade nos negócios
- Excelência e transparência no desempenho

O nono ciclo, iniciado e desenvolvido ao longo de 2025, teve destaque para entregas como:

- **Segurança Hídrica:** continuidade da implementação dos projetos para redução de captação de água doce até 2030 e aprimoramento da gestão de recursos hídricos e efluentes.
- **Economia Circular:** implementação das ações mapeadas no ciclo anterior do PCV para redução de geração resíduos, identificação de novas oportunidades de redução de geração de resíduos e otimização da destinação de resíduos sólidos perigosos e não perigosos.
- **Ganhos em Biodiversidade:** entrega de 15 Planos de Ação de Biodiversidade (PAB) atingindo 100% das unidades da companhia, além da realização de 6 projetos piloto de aplicação de métricas de avaliação de impacto líquido em biodiversidade.
- **Ambientes + Seguros:** maturidade no processo de Gestão Dinâmica de Barreiras (GDB) de segurança de processo, implementado GDB em 13 unidades operacionais e disponibilização do Portal de Aprendizado em SMS.
- **Pessoas + Protegidas:** realizado encontro de Higiene Ocupacional e Ergonomia com participação de todas as unidades operacionais, incorporados aspectos de fatores humanos no processo requisitos de SMS em contratos e publicação do guia de Fatores Humanos da Petrobras.
- **Bem-Estar Petrobras:** atendimento aos compromissos 2 (manejo de crises) e 4 (gestores engajados, com capacitação) do Movimento Mente em Foco, alinhados ao compromisso ASG.
- **Ativa Petrobras:** estabelecidas ações do plano global de atividade física que se aplica ao contexto Petrobras para atendimento aos quatro objetivos da OMS (1.Sociedades ativas, 2.Ambientes ativos, 3.Pessoas ativas e 4.Sistemas ativos), alinhados ao compromisso ASG.
- **Contingência e as Novas Fronteiras:** Workshop Internacional de Contingência e Resposta, Simulados Amapá Águas Profundas e realização de 26 treinamentos de cenários críticos.
- **SMS na Prestação de Serviços:** Centros de Aprendizado Compromisso com a Vida – CACV em nove unidades operacionais, melhorias no Índice de Desempenho do Fornecedor em SMS (IDF SMS).
- **Cultura e Inovação em SMS:** mapas do metrô das trilhas de conhecimento em SMS, planejamento e contratação da Pesquisa de Cultura de SMS a ser realizada em 2026 e primeira

visão do Observatório de SMS com análise das CIPAs e CIPLATs de três refinarias, cinco plataformas e EDISEN.

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")

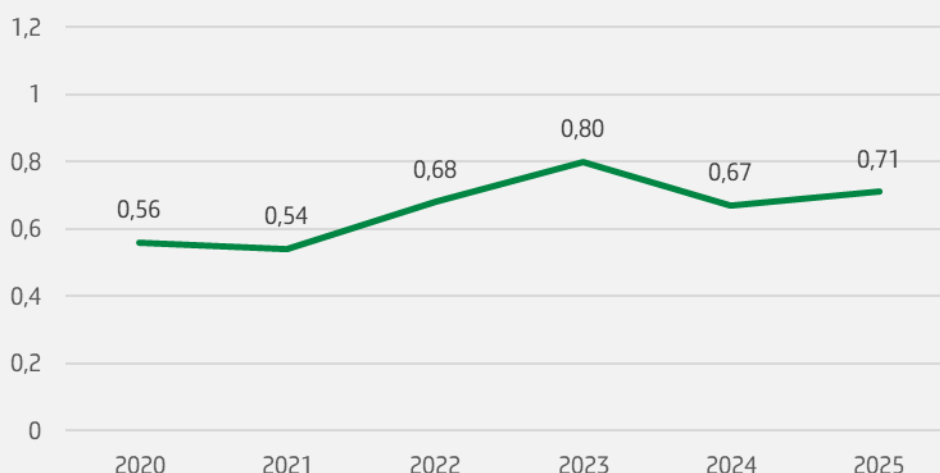


O respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente é um valor para a Petrobras.

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 dois anos, se consolidando próximo de 0,70. A série histórica demonstra que a indústria de óleo e gás, juntamente com a Petrobras, vem reduzindo essas 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.

TAR - TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS (por milhões de homens-hora)



Em 2025, obtivemos uma TAR de 0,71, 6% acima do realizado em 2024, quando alcançamos um resultado de 0,67.

A TAR média da indústria em 2024, de acordo com o Relatório Anual da IOGP (*International Association of Oil & Gas Producers*), foi de 0,81, o que representou uma redução de 3,6% em relação à indústria em 2023 (0,84). Observa-se, portanto, que temos conseguido, de forma consistente, resultados de referência, tendo nossa TAR ficado 4,8% abaixo da média da indústria em 2023 e 17% em 2024.

De acordo com os mecanismos de gestão existentes, diversas iniciativas foram conduzidas como a execução imediata de ações locais nas unidades de modo a prevenir novos eventos com natureza semelhante e a 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 2025. 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 três fatalidades no ano de 2025. 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 análise e aprendizado, 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 as equipes.

Mudanças Climáticas

Nossas ações relacionadas às mudanças climáticas e transição energética são estruturadas em três pilares.

- **Transparência e Gestão de Carbono** - contemplando a governança das mudanças climáticas e transição energética, envolvendo diversos níveis da companhia incorporando riscos e oportunidades em análises e processos decisórios.
- **Competitividade de O&G** - relacionada à resiliência do portfólio de óleo e gás, com ações que visam manter as operações com baixos custos e menor intensidade em carbono em comparação às principais empresas do setor, assegurando competitividade mesmo em cenários de retração de demanda.
- **Negócios em Baixo Carbono, Emissões Escopo 3 e Transição Justa** - conciliando o foco em óleo e gás com a diversificação rentável do portfólio em negócios de baixo carbono como o caminho mais eficaz para a transição energética justa.

Posicionamento climático em 3 pilares

TRANSPARÊNCIA E GESTÃO DE CARBONO

Governança nas informações, processos e decisões

- Governança até o CA, carbono na matriz de riscos e sistema de recompensa com IGEE
- Disclosure alinhado ao TCFD*, incluindo risco financeiro do portfólio (teste frente a cenários públicos)
- Inventário de emissões verificado por terceira parte desde 2003



* Task Force on Climate Related Financial Disclosures

COMPETITIVIDADE DE O&G

Resiliência e Valor do Portfólio fóssil frente à transição

- Perfil de custo dos ativos alinhado à transição
- Ambição NetZero 2050 e compromissos em descarbonização
- Desempenho superior: menor intensidade que competidores



NEGÓCIOS EM BAIXO CARBONO, EMISSÕES ESCOPO 3 E TRANSIÇÃO JUSTA

Exposição do portfólio ao carbono

- Cenários corporativos expressando tendências de transição
- Portfólio rentável no contexto da economia de baixo carbono e desenvolvimento sustentável
- Direcionadores para alocação de capital com foco em redução da exposição



► Todos os nossos projetos precisam ter viabilidade econômica no cenário compromisso, com menor preço de petróleo, de US\$ 50/bbl no longo prazo, compatível com cenários de transição energética acelerada. O nosso portfólio de projetos de E&P apresenta elevada resiliência a baixos preços de petróleo, com 60% do CAPEX previsto para o quinquênio 2026-2030 sendo resiliente a um preço do Brent de US\$ 22/bbl, e 92% resiliente a um Brent de US\$ 50/bbl.

Conforme seção “Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2026-2030” deste relatório, reiteramos os cinco compromissos públicos relativos à temática de carbono. No que se refere às ambições associadas às emissões operacionais (escopos 1 e 2), destacam-se a busca pela neutralidade das emissões operacionais até 2050, a ambição “Near Zero Methane 2030”, alinhada às boas práticas da indústria e a manutenção das emissões anuais abaixo de 55 MmtCO_{2e} até 2030¹.

Para mais informações sobre nossos compromissos ASG e investimentos na descarbonização, veja a seção “Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2026-2030” deste relatório.

¹ Ambição atualizada em relação ao PN 2025-29. Considera apenas os segmentos de negócio em que já estamos inseridos.

Em 2025, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte²:

- Emissões totais de GEE de 50 milhões tCO₂e, cerca de 7% superior em relação ao ano anterior, devido principalmente ao comissionamento de novas unidades de produção.
- Intensidade de carbono em E&P de 14,7 kgCO₂e/boe, mantendo-se abaixo do compromisso de 15 kgCO₂e/boe em 2025; Intensidade de carbono no refino de 36,7 kgCO₂e/CWT, com aumento de 1,4% em relação ao ano anterior ocasionado por fatores operacionais específicos, como paradas programadas, variações de mercado relacionadas às cargas processadas.
- Intensidade de emissões de metano no E&P de 0,23 tCH₄/mil tHC, alinhado ao compromisso de 0,25 tCH₄/mil tHC em 2025.

Os vetores para o resultado das emissões de GEE em 2025 foram as iniciativas focadas em eficiência, redução de perdas, gestão do portfólio e menor despacho termelétrico. Apesar de, nos últimos três anos, termos registrado um aumento nas emissões, reflexo do crescimento da atividade para garantir o fornecimento de energia à sociedade, seguimos significativamente abaixo dos níveis de 2015. Isso evidencia que nosso compromisso com a eficiência, a gestão responsável e a descarbonização têm gerado resultados concretos.

Cabe destacar que os compromissos firmados para 2025 e 2030, para intensidade de emissões de GEE no Refino, foram estabelecidos no contexto de desinvestimentos de plano de negócios anterior da companhia, que considerava o parque de refino composto por apenas cinco refinarias na região sudeste. Com a retomada de investimentos para melhoria da qualidade dos combustíveis e aumento de capacidade e expansão das operações do refino para atendimento à segurança energética nacional, os desinvestimentos em ativos do Refino foram cancelados, resultando na manutenção das dez refinarias do parque atual. Essa mudança impactou o resultado de 2025, pois programas estruturantes como RefTOP e Carbono Neutro passaram a iniciar mais tarde nas refinarias que seriam desinvestidas.

Nossas metas de intensidade de emissões de GEE (E&P e Refino) representaram uma cobertura de 84% das emissões das atividades que operamos em 2025.

Estamos comprometidos na continuidade da melhoria da eficiência em emissões de GEE de nossas atividades do 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 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.

Continuamos colaborando com iniciativas para o desenvolvimento climático e fazendo parcerias com outras empresas e com a comunidade de ciência, tecnologia e inovação. Destacamos 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).

² Os resultados de desempenho em emissões em 2025 ainda serão verificados por terceira parte, sendo assim, podem ocorrer variações, não sendo esperadas alterações significativas

Atuação Socioambiental

Em 2025, investimos R\$ 12 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.

Aplicamos a hierarquia da mitigação, evitando e mitigando impactos, recuperando habitats, compensando impactos e buscando saldo líquido positivo em biodiversidade. Trabalhamos continuamente para alcançar nossos compromissos ASG divulgados em nosso Plano Estratégico.

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 de riscos e impactos a 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 ecoeficiência 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

	2025	2024
Emissões (milhões ton CO _{2e})	50	47
Biodiversidade (Eventos com impacto confirmado ou provável à fauna, flora ou habitat)	5	12
Resíduos sólidos perigosos gerados nos processos industriais (mil ton)	92	90
Efluentes ³ (milhões m ³)	218,6	211,3
Vazamentos ⁴ (m ³)	3	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.

³ Efluente industrial, água produzida e efluente sanitário. 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. O valor de 2024 foi revisado em 2025 de 14,4 m³ para 17,1 m³ após uma atualização na estimativa do volume do derramamento associado a um incidente na Bacia de Santos, com base nas conclusões da investigação do acidente. Não foi identificado nenhum impacto em áreas ambientalmente sensíveis.

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 2026-30 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, Gestão Dinâmica de Barreiras de Segurança de Processo, parte do "Programa Compromisso com a Vida". Em 2025, registramos cinco ocorrências superiores a um barril, levando o nosso indicador VAZO ao valor de 3 m³, o que representa uma redução de 79% com relação a 2024 (14 m³). As causas dos eventos foram analisadas e as lições foram incorporadas aos nossos processos. Nosso resultado de 2025 é expressivamente inferior ao desempenho médio do nosso *Peer Group* em 2024⁵, de 564 m³.

Investimento Socioambiental

Em 2025, no Sistema Petrobras, investimos R\$ 480 milhões em um conjunto de iniciativas socioambientais, envolvendo projetos estruturados, parcerias estratégicas, incluindo mecanismos de coinvestimento como *matchfunding* com empresas parceiras. Esses recursos contemplaram ações voltadas à conservação ambiental e ao fortalecimento de comunidades em diversos territórios.

Considerando apenas a Petrobras, investimos R\$ 457 milhões em projetos socioambientais por meio do Programa Petrobras Socioambiental e por iniciativas complementares com parceiros.

O planejamento desses investimentos é baseado em diagnósticos socioeconômicos dos territórios onde atuamos, riscos sociais mapeados, demandas comunitárias, temas ambientais relevantes, espécies e ecossistemas estratégicos para o negócio, além das ações previstas nos Planos de Ação de Biodiversidade.

No Programa Petrobras Socioambiental estão estruturados os investimentos socioambientais voluntários nas linhas de atuação de Educação, Desenvolvimento Econômico Sustentável, Florestas e Oceano. O Programa busca contribuir para as comunidades onde estamos inseridos e para a sustentabilidade do nosso negócio.

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).

As iniciativas apoiadas beneficiam diretamente diversos públicos, com ações de promoção da economia solidária, fortalecimento de pequenos empreendimentos e oferta de capital semente, adaptação climática, combate ao lixo no mar, fomento à bioeconomia, apoio técnico para recuperação de áreas, conservação da biodiversidade, tecnologias sociais para a garantia de direitos humanos, apoio à agricultura familiar, capacitação para o trabalho, educação complementar no contraturno escolar, educação ambiental, formação de professores, formação para o turismo sustentável, esporte educacional, além do fortalecimento de associações, cooperativas e coletivos de catadores de materiais recicláveis, entre outras realizadas pelos projetos apoiados. Em suas atividades, os projetos engajam crianças e adolescentes, mulheres, negros, pessoas com deficiência, povos indígenas e comunidades tradicionais como públicos prioritários. Para assegurar a efetividade e a transparência dessas iniciativas, contamos com uma consultoria externa independente para realizar estudos de avaliação de impacto dos projetos socioambientais, utilizando a metodologia *Social Return on Investment* (SROI). Mediante o envolvimento de beneficiários e demais partes interessadas, o SROI identifica, mensura e monetiza as mudanças geradas, comparando-as ao investimento realizado. Trata-se de uma iniciativa que aprimora a tomada de decisão e potencializa os resultados das ações socioambientais.

Entre os benefícios identificados nessas avaliações, destacam-se avanços ambientais, como conservação, reflorestamento, aumento da biodiversidade e práticas sustentáveis, além do fortalecimento das comunidades. No âmbito social, observa-se o desenvolvimento de crianças e adolescentes, valorização cultural, proteção de direitos, aumento da empregabilidade e da autonomia das mulheres.

Nos últimos sete anos, os projetos avaliados geraram um valor social total de R\$ 935 milhões, com retorno médio sobre o valor investido de R\$ 4,89, ou seja, para cada real investido, foram gerados R\$ 4,89 em benefícios para a sociedade, evidenciando a efetividade das iniciativas. De 2019 até 2025, já foram avaliados 49 projetos, com previsão de mais 36 até 2028.

Além do Programa Petrobras Socioambiental, no ano de 2025, contribuímos com outras iniciativas estruturantes, como:

- Ampliamos o investimento em soluções baseadas na natureza por meio de parceria estratégica com o BNDES, onde contemplamos editais para projetos de restauração florestal nos biomas brasileiros.
- Floresta Viva, uma iniciativa em conjunto com BNDES onde serão investidos R\$ 118 milhões (dos quais 50% Petrobras), em um período de sete anos, em 20 projetos, visando a restauração de 4,2 mil ha de manguezais, Cerrado e Pantanal.
- Já a iniciativa Restaura Amazônia, em parceria com o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima e o BNDES, tem o objetivo de transformar o *arco do desmatamento* no *arco da restauração*. Para essa iniciativa, estão previstos R\$ 100 milhões em investimentos (R\$ 50 milhões Petrobras e R\$ 50 milhões pelo Fundo Amazônia). Em 2025, foram selecionados nove projetos que irão atuar na restauração de 3,6 mil hectares em Unidades de Conservação de sete estados da Amazônia.
- Estruturamos o Fundo Petrobras de Bioeconomia para financiar negócios baseados em soluções da natureza com impacto socioambiental, em parceria com a Régia Capital. Ao longo de 2025, foi concluído o aporte de R\$ 112 milhões em cinco empresas de bioeconomia, que atuam em cadeias como cacau, babaçu, restauração produtiva e ecológica e bioinsumos.
- Ainda em 2025, a Petrobras lançou o Edital Socioambiental “Soluções Baseadas na Natureza – Adaptação e Resiliência Climática nas Cidades, que irá selecionar projetos para municípios do Rio Grande do Sul e São Paulo. Serão destinados R\$ 21 milhões para um período de três anos.

- Desde 2024, firmamos parceria com os Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia e com o Sesi-Senai para a implementação do Programa Autonomia e Renda Petrobras. Com investimento de cerca de R\$ 370 milhões ao longo de quatro anos (2024-2028), 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 óleo de e gás. Estão sendo ofertadas quase 20 mil vagas em cursos de qualificação, com a priorização de grupos minorizados. Até dezembro de 2025 já foram ofertadas mais de 8 mil vagas em 37 cursos nos sete estados abrangidos pelo Programa.
- Em 2025, realizamos um edital com o BNDES denominado Sertão + Produtivo, voltado para projetos sociais nos estados do semiárido brasileiro. Foram selecionados oito projetos, com investimento estimado em R\$ 80 milhões (aporte conjunto das duas organizações) nos próximos três anos. O objetivo é fomentar iniciativas voltadas ao fortalecimento associações e cooperativas de agricultores familiares, produção de alimentos saudáveis, redução da insegurança alimentar e geração de renda para pessoas em situação de vulnerabilidade social.

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

Em 2025 ampliamos nossa contribuição à sociedade para além dos projetos socioambientais, destinando R\$ 5,0 milhões em doações. Esses recursos contemplaram ações emergenciais de apoio a pessoas em situação de vulnerabilidade social, ocasionada ou agravada pela emergência climática no Rio Grande do Sul (RS). Também foram recuperadas as instalações do Clube de Empregados da Petrobras (RS) que foram adaptadas como abrigo durante a calamidade de 2024.

Concluimos também a doação no enfrentamento da Emergência da Seca Amazônica, em suporte as ações do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), com apoio logístico de helicóptero para distribuição de cestas básicas e kits de tratamento emergencial de água a comunidades afetadas pela emergência, realizando também o monitoramento aéreo relacionado à fauna aquática e apoio no planejamento de resposta à emergência, logística, apoio veterinário e operação de drone. Também realizamos o terceiro ciclo de doação de notebooks recondicionados, beneficiando 206 escolas públicas municipais situadas em comunidades próximas às nossas operações nos estados do Amazonas, Amapá, Bahia, Minas Gerais, Pará, Paraná, Pernambuco e Rio Grande do Sul. Ao todo, mais de 5.200 notebooks foram entregues. Além disso, 136 organizações do terceiro setor receberam quase dois mil equipamentos. Em um processo inédito na companhia, cinco instituições foram beneficiadas por meio de chamada pública para recebimento de itens de casario — como colchões e mobiliário — provenientes de plataformas em descomissionamento na Bacia de Campos. Foram distribuídos 129 itens, entre mesas, cadeiras, colchões, armários e quadros.

Patrocínios

Em 2025, 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\$ 411,1 milhões de reais.

No exercício de 2025, comemoramos 30 anos de apoio ao cinema nacional, reafirmando nosso compromisso com a valorização da cultura brasileira. Ao longo dessas três décadas, patrocinamos mais de 600 filmes, contribuindo para o fortalecimento da indústria cinematográfica no Brasil e para a disseminação da diversidade e riqueza cultural do país. Neste ano, mais de 250 patrocínios integraram o Programa Petrobras Cultural, promovendo o desenvolvimento da cultura e contando com a Lei Federal de Incentivo à Cultura (Lei nº 8.313/1991 – Lei Rouanet) e a Lei do Audiovisual (Lei nº 8.685/1993) e, que permite a renúncia fiscal para empresas que direcionam parte de seus impostos ao fomento cultural.

Nos patrocínios esportivos, continuamos com a estratégia de liderar o incentivo ao futebol feminino. Consolidamos a maior parceria da história do futebol paulista, patrocinando competições adultas e de base, e lançamos a Caravana do Futebol Feminino Petrobras, que percorreu 24 cidades com experiências imersivas e educativas, preparando a sociedade para a Copa do Mundo FIFA Feminina de 2027 no Brasil. Em 2025, também demos continuidade a patrocínios a modalidades de esporte-motor, com a Copa Truck Petrobras, Nascar Brasil, Sertões Petrobras e F4 Brasil, além incentivarmos modalidades esportivas voltadas ao público jovem, como skate e *breakdance*.

Os patrocínios a eventos de negócio, ciência e tecnologia têm como objetivo fortalecer o relacionamento institucional com parceiros estratégicos, investidores, clientes e a comunidade acadêmica e científica. Participamos dos principais fóruns e encontros do ecossistema nacional de inovação, bem como de iniciativas que estimulam a curiosidade, a experimentação e o diálogo com diferentes públicos, em temas associados às ciências e às transformações tecnológicas contemporâneas.

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

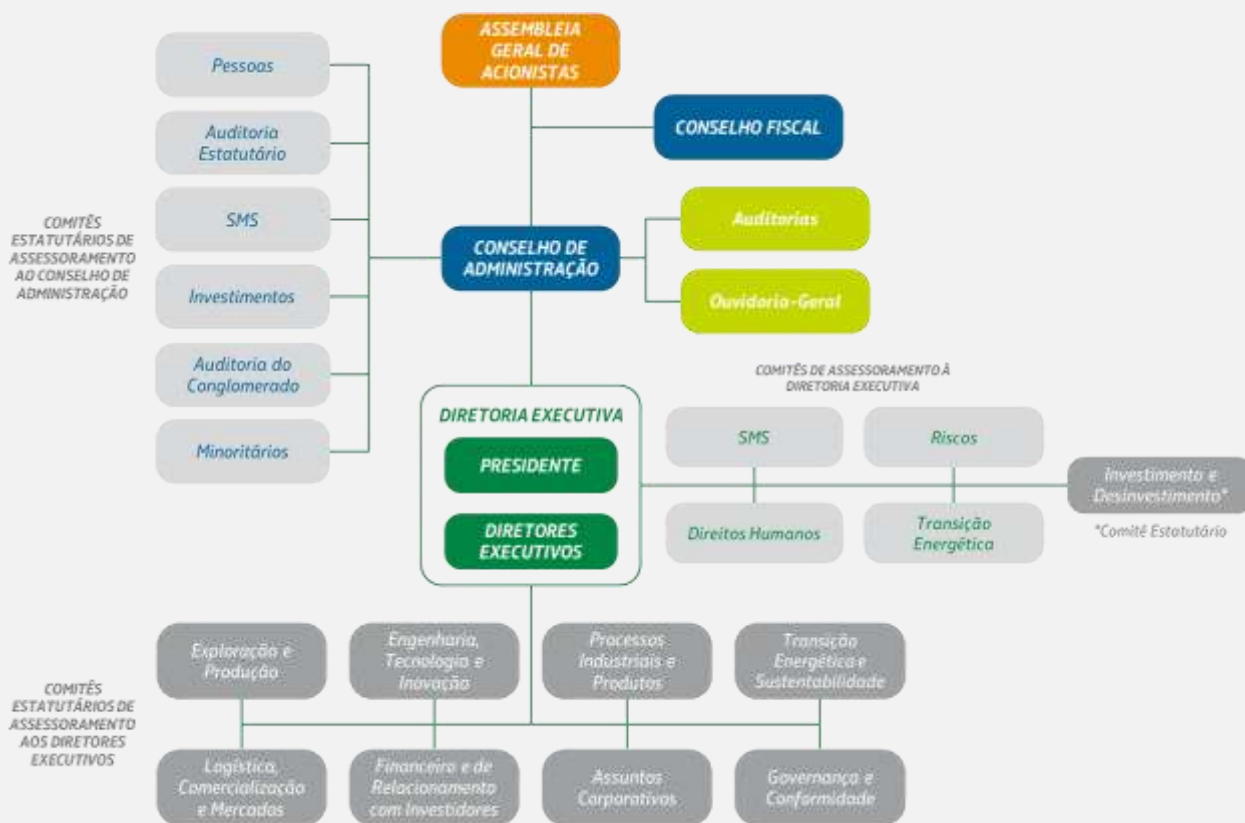
As boas práticas de governança corporativa e *compliance* são fundamentais para o fortalecimento e a sustentabilidade dos nossos negócios. Nossa prioridade é atuar sempre orientados pela ética, pela integridade e pela transparência, em todas as áreas da companhia. Adicionalmente, considerando nossa atuação 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 nossos processos 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.

- Em 2025, atingimos no IG-SEST, reformulado em seu 7º ciclo pelo Ministério da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos, o nível máximo de excelência em todas as três dimensões principais: "Governança Corporativa", "Políticas Públicas" e "Boas Práticas e Inovação", evidenciando nosso compromisso com ética, eficiência e geração de valor público.
- Em 2025, mais uma vez, alcançamos 96% de aderência ao Código Brasileiro de Governança Corporativa (Informe CBGC). De acordo com a última pesquisa divulgada pelo IBGC, o grau médio de aderência das empresas no mercado foi de 68,2% em 2025, um aumento de 1,2% em relação ao ano anterior (67%).
- Adicionalmente, pelo nono ano consecutivo, em 2025, 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.
- Fomos reconhecidos pela Rede Governança Brasil com o Prêmio de Excelência em Governança, na categoria "Estatais, Sociedades de Economia Mista e Paraestatal", durante a 6ª edição do evento. Esta é a segunda vez que a companhia recebe a premiação, que valoriza instituições públicas com boas práticas de governança.

- Da mesma forma, pelo segundo ano consecutivo, a fomos reconhecidos como líder no setor de Petróleo, Gás e Biocombustíveis no Anuário Integridade ESG, iniciativa da Insight Comunicação com apoio institucional da Fundação Getúlio Vargas (FGV), cujo objetivo é avaliar, reconhecer e dar visibilidade às práticas ambientais, sociais e de governança (ESG) das principais empresas atuantes no Brasil.
- Em 2025, conquistamos o selo Ouro no ranking de Transparência do Programa Nacional de Transparência Pública (PNTP). O PNTTP avalia o nível de transparência ativa dos portais eletrônicos dos órgãos públicos, num processo que envolve a autoavaliação das próprias entidades, a validação por auditores do TCU e a revisão por uma comissão de garantia de qualidade. Passamos do selo Prata (2024) para a faixa “Ouro”, com índice de transparência de 87,6%, pois 100% dos critérios essenciais foram alcançados. O portal da Petrobras foi avaliado em dimensões como informações prioritárias e institucionais; planejamento e prestação de contas; LGPD e governo digital; acessibilidade; Ouvidoria, entre outros.
- Fomos reconhecidos pelo Pacto Global – Rede Brasil, no âmbito do Movimento Transparência 100%, como uma das empresas que se destacam por suas boas práticas de integridade. Este reconhecimento ocorreu durante o Fórum Ambição 2030, em junho de 2025, e destaca nossa atuação na Meta 3 da iniciativa, que prevê o treinamento em integridade de 100% da cadeia de valor de alto risco até 2030. A prática premiada, “Nova Metodologia de Treinamento para Fornecedores Relevantes”, reflete nosso compromisso como signatários do 10º Princípio do Pacto Global, bem como nosso alinhamento com a Agenda 2030 e com a promoção de práticas sustentáveis em nossa cadeia de fornecimento.

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, conseqüentemente, 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.

Como base desse sistema, dispomos do Código de Conduta Ética do Sistema Petrobras (“Código”), um documento que orienta a conduta esperada da nossa força de trabalho. Reformulado em 2024, o Código reflete nossos valores e responsabilidades e oferece ferramentas de autorreflexão que apoiam as pessoas no alinhamento de suas decisões e comportamentos aos nossos princípios éticos. A versão atual também reforça as responsabilidades das lideranças, destacando seu papel na promoção, de um ambiente ético, por meio do exemplo e da atuação cotidiana junto às equipes.

Complementarmente ao Código, a Política de Compliance, o Guia de Conduta Ética para Fornecedores e o próprio Programa de Compliance compõem o conjunto de instrumentos que sustentam o nosso Sistema de Integridade. Em 2025, revisamos nossa Política de Compliance, com o objetivo de mantê-la atualizada, aderente aos nossos desafios e alinhada à evolução do nosso Sistema de Integridade, reforçando seu papel como referência para a atuação ética da Petrobras.

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

Em 2025, 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 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, violências no trabalho (discriminação, retaliação, assédio moral) e violências sexuais. As denúncias relacionadas a esses temas são investigadas pela Corregedoria-Geral da Petrobras.

No âmbito da privacidade e proteção de dados pessoais, nós dispomos de uma estrutura específica para o tema, responsável por coordenar o cumprimento da Lei nº 13.709/18 (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais – LGPD), adotando um modelo de governança eficiente, alinhado às demandas do negócio e às legislações aplicáveis. Atua de forma preventiva, trata e responde de maneira adequada aos riscos relacionados à proteção de dados pessoais, promove a conscientização dos colaboradores e mantém o titular dos dados como foco central de suas ações.

Em 2025, fomos reconhecidos pelo Tribunal de Contas da União (TCU) como organização de nível aprimorado em maturidade em LGPD, atingindo o mais alto grau avaliado pelo órgão.

No mesmo ano, passamos por processo de certificação nas normas internacionais ISO 27.001 (Gestão de Segurança da Informação) e ISO 27.701 (Gestão de Privacidade da Informação), obtendo a certificação em ambas.

Esses resultados reforçam nosso compromisso com a proteção dos dados pessoais e nos posicionam como referência no tema.

Recursos Humanos



Recursos Humanos

Perfil e distribuição geográfica

Encerramos o ano de 2025 com 50.687 empregados, um aumento de 3,1% em relação ao ano de 2024, sendo 17,6% de mulheres e 82,4% homens.

PERFIL DOS NOSSOS EMPREGADOS Petrobras e suas subsidiárias

	2025		2024	
EMPREGADOS	50.687		49.185	
	Feminino	Masculino	Feminino	Masculino
Total	8.938	41.749	8.570	40.615
Petrobras	7.551	35.648	7.226	34.552
Subsidiárias Brasil	1.155	5.719	1.122	5.677
Subsidiárias Exterior	232	382	222	386

Recursos Humanos e Política de Equidade

Possuímos uma Política de Diversidade, Equidade e Inclusão, aprovada por seu Conselho de Administração, que orienta práticas e programas voltados à construção de ambientes cada vez mais inclusivos e proporcionalmente representativos em todos os níveis hierárquicos. A referida política está alinhada aos princípios do Pacto Global da ONU, aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) — especialmente o ODS 5 (igualdade de gênero) — e fundamenta ações afirmativas de gênero, com diretrizes claras de representação e remuneração equitativa.

Em atendimento integral ao disposto no art. 133, §6º, da Lei nº 6.404/1976 e alterações introduzidas pela Lei nº 15.177/2025, apresentamos neste Relatório indicadores detalhados sobre a política de equidade de gênero e o desempenho comparativo anual, reforçando compromissos de governança, transparência e responsabilidade social.

PERFIL & REMUNERAÇÃO DAS NOSSAS EMPREGADAS Consolidado Petrobras, sem suas subsidiárias

Nível hierárquico	2025					2024					2025			2024		
	Efetivo Mulheres	% Mulheres X Total	Homens	% Homens X Total	Total efetivo	Efetivo Mulheres	% Mulheres X Total	Homens	% Homens X Total	Total efetivo	Média Salarial Mulheres ¹ R\$ milhões	Média Salarial Homens ¹ R\$ milhões	% Média Salarial Mulheres X Média Salarial Homens	Média Salarial Mulheres ¹ R\$ milhões	Média Salarial Homens ¹ R\$ milhões	% Média Salarial Mulheres X Média Salarial Homens
Nível executivo ²	5	55,60%	4	44,40%	9	4	44,40%	5	55,60%	9	2,28	2,36	97,47%	1,80	1,78	97,32%
Nível gerencial ³	1.319	25,10%	3.927	74,90%	5246	1.256	24,30%	3.915	75,70%	5171	0,71	0,76		0,72	0,79	
Nível não-gerencial ⁴	6.227	16,40%	31.717	83,60%	37.944	5.966	16,30%	30.632	83,70%	36.598	0,39	0,42		0,40	0,43	
Total	7.551	17,48%	35.648	82,52%	43.199	7.226	17,30%	34.552	82,70%	41.778	0,45	0,46		0,46	0,47	

¹ Média salarial = média em cada nível hierárquico.

² Nível executivo - compreende presidente e diretores(as)

³ Nível gerencial - compreende gerentes executivos(as), assessores/assistentes, gerentes gerais, gerentes, gerentes setoriais e coordenadores (as)

⁴ Nível não-gerencial - compreende supervisores, especialistas, demais empregados sem função

Como apresentado no quadro acima, a representatividade feminina na Petrobras apresentou evolução relevante em 2025. Com mulheres correspondendo a 17,49% (7.551 mulheres) em relação ao efetivo total (43.199), sua presença em posições decisórias manteve trajetória de crescimento, atingindo 55,6% no nível executivo (44,4% em 2024) e 25,1% no nível gerencial (24,3% em 2024). Esses resultados reforçam a solidez das práticas de governança e o avanço consistente da companhia em equidade de gênero, em alinhamento aos compromissos ASG assumidos com o mercado.

Em relação ao demonstrativo de média remuneratória anual (considerando a remuneração fixa, variável e eventual), a reforçamos que, de acordo com nossa Política de Recursos Humanos, Política de Diversidade, Equidade e Inclusão e com nosso Código de Conduta Ética, o nosso Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) não faz distinção de gênero na remuneração entre homens e mulheres que ocupam o mesmo cargo ou função gratificada.

As variações observadas entre médias anuais, no quadro acima, decorrem dos seguintes fatores:

- **Nível executivo:** em 2025, a média remuneratória anual das mulheres foi inferior porque elas tiveram menor tempo efetivo no exercício da função em 2024, reduzindo proporcionalmente o valor de remuneração variável pago no ano, cujo cálculo observa os meses efetivamente trabalhados no ano anterior.
- **Nível gerencial:** a diferença observada na remuneração média anual entre mulheres e homens decorre, principalmente, da proporcionalidade no pagamento da remuneração variável, a qual está diretamente relacionada ao tempo de exercício em funções gratificadas. Adicionalmente, houve um aumento da participação feminina em 2025, marcado por um maior ingresso de profissionais no início dessas funções. No nível gerencial, a remuneração fixa média é definida com base em uma metodologia estruturada de pontuação de cargos (*job grading*), que avalia exclusivamente a função a ser exercida — considerando critérios como complexidade, responsabilidade e escopo —, independentemente das características individuais de quem ocupa o cargo, como gênero, idade ou qualquer outro atributo pessoal.

- **Nível não gerencial:** o desvio decorre dos regimes especiais de trabalho — que possuem adicionais específicos — e da predominância masculina nas atividades associadas a esses regimes na indústria de óleo e gás. Assim, as diferenças refletem características funcionais e históricas da composição do efetivo, não havendo disparidade remuneratória por gênero para cargos e regimes equivalentes.

Em 31 de dezembro de 2025, o Conselho de Administração (CA) da Petrobras era composto por 11 membros, dos quais 2 eram mulheres, mantendo-se a composição registrada em 31 de dezembro de 2024.

A remuneração dos membros do CA é definida com base no art. 152 da Lei nº 6.404/1976 e no art. 1º da Lei nº 9.292/1996, que dispõem sobre a remuneração mensal devida aos membros dos conselhos de administração das empresas públicas e das sociedades de economia mista federais e em conformidade às orientações e diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST).

Dessa forma, os honorários mensais dos membros do CA correspondem a 10% (dez por cento) dos honorários médios dos membros da DE, sem nenhuma distinção de sexo.

Vale observar que, conforme deliberação da Assembleia Geral Ordinária - AGO 2025, passou a ser previsto o pagamento de remuneração pela atuação cumulativa de Presidente da companhia como membro do CA, alinhando-se às práticas de mercado e às diretrizes de governança aplicáveis.

Adicionalmente, está previsto que os membros do CA que são integrantes do Comitê de Auditoria Estatutário ("CAE") e/ou do Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras ("CAECO") podem renunciar à remuneração de conselheiro, conforme estabelecido no art. 38, § 9º do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016.

Para mais informações sobre a remuneração dos nossos administradores, veja Formulário de Referência da Petrobras, disponível no nosso site de Relações com Investidores (www.petrobras.com.br/ri).

DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DOS NOSSOS EMPREGADOS Petrobras e suas subsidiárias

	2025	2024
Distribuição Geográfica - Petrobras	43.199	41.778
Sudeste	36.079	35.332
Nordeste	4.506	4.037
Sul	1.857	1.686
Norte	556	551
Centro-oeste	201	172
Distribuição Geográfica - Subsidiárias no Brasil	6.874	6.799
Sudeste	5.310	5.240
Nordeste	747	746
Sul	558	552
Norte	177	178
Centro-oeste	82	83
Subsidiárias no Exterior	614	608
TOTAL DE EMPREGADOS DA PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS	50.687	49.185

ESCOLARIDADE DOS NOSSOS EMPREGADOS Petrobras e suas subsidiárias

	2025	2024
Escolaridade - Petrobras	43.199	41.778
Fundamental	24	25
Médio	11.075	10.599
Superior	18.098	17.916
Especialização, Mestrado e Doutorado	14.002	13.238
Escolaridade – Subsidiárias no Brasil	6.874	6.799
Fundamental	1	1
Médio	4.332	4.319
Superior	2.423	2.341
Especialização, Mestrado e Doutorado	118	138
Escolaridade – Subsidiárias no Exterior	614	608
Fundamental	0	0
Médio	120	135
Superior	325	303
Especialização, Mestrado e Doutorado	169	170
TOTAL DE EMPREGADOS DA PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS	50.687	49.185

INDICADORES DE DIVERSIDADE DO CORPO FUNCIONAL Petrobras e suas subsidiárias

	2025	2024
Número de empregados(as) acima de 45 anos	23.885	21.695
Número de mulheres que trabalham na empresa ¹	8.938	8.570
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres ¹	25,6%	24,7%
Número de negros(as) que trabalham na empresa ²	17.642	16.155
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) ²	25,4%	23,8%
Número de empregados com deficiência	1.803	1.163
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens ³	0,97	0,97

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. e Petrobras International. Braspetro BV apresentaram dados autodeclarados de raça. As demais não possuem dados coletados.

³ Média ponderada entre a razão da remuneração de mulheres e homens de cada empresa e o seu respectivo efetivo. De acordo com a diretriz 7 de nossa Política de Recursos Humanos e com o item 4.2.a do nosso Código de Conduta Ética, o Plano de Carreiras e Remuneração ("PCR") da Petrobras não faz distinção de gênero na remuneração entre homens e mulheres que ocupam o mesmo cargo ou função, e que estejam no mesmo nível salarial e nas mesmas condições de trabalho (regime de trabalho – administrativo, turno ou sobreaviso). Entretanto, a predominância masculina nos regimes de trabalho especiais (turno e sobreaviso) na indústria de óleo e gás, faz com que no geral, dentro de uma análise não equivalente de cargos/funções/nível salarial/regime de trabalho, haja uma pequena diferença salarial.

Ingressos e desligamentos

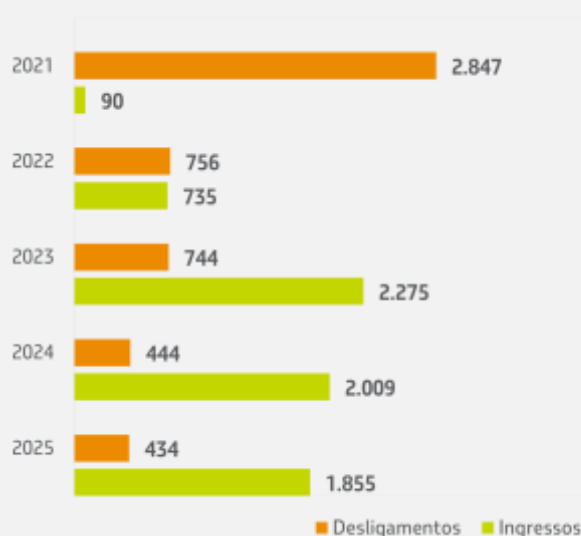
Um dos principais desafios para a nossa gestão de recursos humanos é o de assegurar a adequação contínua do quadro de pessoal ao portfólio de negócios.

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 2025 foram contratados 1.855 profissionais na Controladora, dos quais 96,7% foram contratados por meio do PSP, tendo sido 201 empregados com deficiência, 895 empregados negros e 365 empregadas mulheres, refletindo o nosso esforço para promover a diversidade. Além dos ingressos, em 2025 o efetivo foi impactado pela saída de empregados inscritos nos ciclos dos Programas de Desligamento Incentivado (Programa de Desligamento Voluntário – PDV, lançado em 2019, e o Programa de Aposentadoria Incentivado – PAI, lançado em 2023).

No ano de 2025, 7 empregados deixaram a empresa pelo PAI e 47 deixaram a empresa pelo PDV 2019, diferenciados por público-alvo: (i) um voltado para empregados aposentados antes da Reforma Previdenciária; (ii) um específico para empregados aposentáveis. No total, 434 empregados deixaram a empresa em 2025, sendo dos quais 54 por desligamento voluntário (inclui PDVs e outros).

Além dos Programas de Desligamentos Incentivados acima citados, em 2025 divulgamos um novo Programa de Desligamento Voluntário, cujos desligamentos ocorrerão somente a partir de 2026, com inscrições abertas até 06/02/2026.

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 Academias nos nossos diferentes processos, congregando 135 áreas de conhecimento
- mais de 7.600 ações de desenvolvimento no portfólio
- 91 salas de aula e laboratórios distribuídos em cinco campi de quatro estados brasileiros, com capacidade total de 2.416 alunos
- cerca de 2.700 empregados atuando como docentes nos últimos 3 anos⁴
- Mais de 1.000 instituições e parceiros nacionais e internacionais foram contratados nos últimos três anos

Anualmente, fundamentado no planejamento das metas dos empregados, o Plano de Desenvolvimento Individual, que contempla treinamentos, é negociado entre cada empregado e seu gestor, com o objetivo de alcançar os resultados almejados para os negócios. Até 31 de dezembro de 2025, a Petróleo Brasileiro S.A. realizou aproximadamente 585 mil participações de empregados em cursos, com média de 97h por empregado nesse ano. Investimos aproximadamente R\$ 262 milhões em treinamentos ao longo de 2025. No consolidado, considerando também nossas controladas no Brasil e no exterior, tivemos uma média de 99h de treinamento/desenvolvimento por empregado em 2025.



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 2025, o Cenpes possuía 1.234 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 2025, investimos R\$ 4,8 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 2025, foram depositados 184 pedidos de patentes no Brasil e 178 no exterior, totalizando 362 depósitos de patentes **superando, pelo quinto ano consecutivo, nosso recorde de depósitos de pedidos de patentes no Brasil em um único ano.**

Em 31 de dezembro de 2025, contávamos com um total de 747 patentes ativas no Brasil e 701 patentes ativas no exterior, além de 799 pedidos de patentes no Brasil e 891 pedidos de patentes no exterior, somando 1.690 pedidos de patentes em 2025.

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

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, complementado pelo programa Prêmio por Desempenho ("PRD") e pelo Programa Prêmio por Performance ("PPP"), aplicável somente a diretores. Esses programas estão alinhados aos direcionadores do PE 2050 e PN 2026-30 e a nossa política de remuneração.

Programa de Participação nos Lucros ("PLR")

Em 2025, vigorou o acordo coletivo de PLR do biênio 2024-2025, válido para todos os empregados ocupantes ou não de funções gratificadas.

Para que os empregados tenham efetivamente direito a receber os valores da PLR, 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 regramento da PLR para 2024 e 2025, em janeiro de 2026, 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 2025, 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 2025, 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

Os valores são pagos mediante aprovação da Diretoria Executiva, condicionada a aprovação do Conselho de Administração, dos resultados apurados das métricas de topo da companhia e das métricas específicas das áreas, bem como a conclusão do processo de avaliação de desempenho do exercício para as metas específicas dos empregados.

Em janeiro de 2026, foi realizada uma antecipação excepcional do PRD, equivalente a 30% do valor estimado para cada empregado elegível. Essa antecipação será deduzida do valor total do prêmio a ser quitado após a apuração dos resultados, garantindo que o pagamento final reflita o saldo efetivamente devido ao empregado.

O pagamento do PPP (para Diretores Executivos e Presidente) ou o PRD (para Gerentes Executivos e Gerentes Gerais) 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.

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 2025, a APS encerrou o ano com 258.905 beneficiários distribuídos em todos os estados da federação.

Em 2025 foram implantadas melhorias significativas na gestão do plano de saúde, com foco na eficiência de custos e melhoria da qualidade do atendimento aos beneficiários. Dentre os principais resultados destacam-se:

- A APS alcançou a nota 0,8907 (sendo 1,0 a nota máxima) no Índice de Desempenho da Saúde Suplementar, superando o resultado de 2024 (0,8378). Pelo terceiro ano consecutivo o plano permaneceu na faixa mais alta de avaliação da Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS, posicionando-se entre os melhores planos do mercado de saúde suplementar.
- Crescimento expressivo de 93%, em relação a 2024, da adesão dos beneficiários ao “Programa Cuidar-Atenção Primária”, que visa a promoção da saúde preventiva, oferecendo atendimento remoto e presencial, a depender da localidade do beneficiário.
- Implantação do “Programa Transcuidar”, linha de cuidado dedicada ao acolhimento de pessoas trans, garantindo a cobertura de procedimentos relacionados ao processo de afirmação de gênero e promovendo um atendimento inclusivo e acolhedor.
- Aumento da satisfação dos beneficiários no atendimento prestado através dos canais de comunicação da operadora, especialmente com o retorno do atendimento presencial em 2024.
- Ampliação da rede credenciada garantindo mais acesso a cuidados essenciais, com mais locais de atendimento e opções de agendamento.

Informações Adicionais



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 2026.

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 2025, a KPMG nos prestou os seguintes serviços, incluindo aqueles prestados às nossas controladas:

SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE¹⁷

	R\$ mil	%
Auditoria contábil e tributária ¹⁸	38.899	99
Serviços adicionais relacionados à auditoria ¹⁹	299	1
TOTAL DOS SERVIÇOS	39.198	100

Aquisição de debêntures de nossa emissão

No exercício social de 2025 não houve aquisição de debêntures de nossa emissão.

Programa de recompra de ações de nossa emissão

Aprovamos em 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. Com o Programa de Recompra, concluído em 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.

No exercício de 2025 não houve recompra de ações de nossa emissão.

¹⁷ Resolução CVM nº 162/2022.

¹⁸ 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.

¹⁹ Serviços adicionais relacionados à auditoria referem-se à asseguuração 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".

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 art. 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 13.303/16 (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

1- Base de Cálculo	2025	Consolidado 2024
Receita de vendas Consolidada (RL)	497.549	490.829
Lucro antes dos tributos sobre o lucro (RO)	150.599	54.730
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)	40.193	34.094

2- Indicadores Sociais Internos	Valor	% sobre		Valor	% sobre	
		FPB	RL		FPB	RL
Alimentação	2.343	5,83	0,47	1.755	5,15	0,36
Encargos sociais compulsórios	6.646	16,54	1,34	6.152	18,04	1,25
Previdência privada	4.319	10,75	0,87	4.078	11,96	0,83
Licença maternidade e paternidade	25	0,06	0,01	22	0,06	-
Saúde	3.728	9,28	0,75	3.078	9,03	0,63
Segurança e saúde no trabalho	243	0,60	0,05	215	0,63	0,04
Educação	535	1,33	0,11	483	1,42	0,10
Cultura	19	0,05	-	16	0,05	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	637	1,58	0,13	890	2,61	0,18
Creches ou auxílio-creche	49	0,12	0,01	51	0,15	0,01
Participação dos empregados nos lucros ou resultados e remuneração variável	7.582	18,86	1,52	4.954	14,53	1,01
Benefícios concedidos aos empregados de tempo integral que não são oferecidos a empregados temporários ou de tempo parcial (I)	-	-	-	-	-	-
Outros	28	0,07	0,01	53	0,16	0,01
Total - Indicadores sociais internos	26.154	65,07	5,27	21.747	63,79	4,42

3- Indicadores Sociais Externos	Valor	% sobre		Valor	% sobre	
		RO	RL		RO	RL
Projetos socioambientais voluntários (II)	480	0,32	0,09	293	0,53	0,06
- Educação	221	0,15	0,04	165	0,30	0,03
- Desenvolvimento Econômico Sustentável	94	0,06	0,02	29	0,05	0,01
- Oceano	74	0,05	0,01	44	0,08	0,01
- Florestas	90	0,06	0,02	49	0,09	0,01
- Outros	1	-	-	6	0,01	-
Programas e projetos socioambientais compulsórios (condicionantes)	958	0,63	0,20	575	1,05	0,12
- Monitoramento ambiental nos processos de licenciamento	730	0,48	0,15	426	0,78	0,09
- Mitigação e compensação de impactos socioeconômicos	228	0,15	0,05	149	0,27	0,03
Patrocínios (II)	435	0,28	0,08	293	0,53	0,06
- Cultura	323	0,21	0,06	193	0,35	0,04
- Esportivo	49	0,03	0,01	50	0,09	0,01
- Negócio, Ciência e Tecnologia	62	0,04	0,01	49	0,09	0,01
- Outros	1	-	-	1	-	-
Doações (III)	4	-	-	29	0,05	0,01
- Situações de emergência	2	-	-	27	0,05	0,01
- Outros	2	-	-	2	-	-
Total de investimentos para a sociedade	1.877	1,23	0,37	1.190	2,16	0,25
Tributos (excluídos encargos sociais)	197.709	131,28	39,74	208.578	381,10	42,50
Total - Indicadores sociais externos	199.586	132,51	40,11	209.768	383,26	42,75

4- Indicadores Ambientais	Valor	% sobre		Valor	% sobre	
		RO	RL		RO	RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	7.277	4,83	1,46	4.834	8,83	0,98
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: (IV)	() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100% () cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%					
Intensidade de Emissões de GEE no E&P (IGEE) – kgCO ₂ e/boe (V)						
Intensidade de Emissões de GEE no Refino (IGEE) – kgCO ₂ e/CWT (V)						
Volume Vazado de Óleo e Derivados - m ³ (VI)						
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados (VII)			77			20
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente (VII)			7.276			4.050

Consolidado

5- Indicadores do Corpo Funcional	2025	2024
Número de empregados(as) ao final do exercício	50.687	49.185
Número de admissões durante o exercício	2.297	2.948
Número de desligamentos durante o exercício	839	800
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (VIII)	129.961	120.065
Número de estagiários(as)	378	520
Número de empregados(as) acima de 45 anos	23.885	21.695
Número de mulheres que trabalham na empresa (IX)	8.938	8.570
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (IX)	25,59%	24,68%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (X)	17.642	16.155
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (X)	25,39%	23,84%
Número de empregados com deficiência	1.803	1.163
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens (XI)	0,97	0,97
Número médio de horas de treinamento por ano por empregado	99	84
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)	18,42	19,16

6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial

	2025	2024
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (XIV)	31,60	32,14
Número total de acidentados no trabalho (XV)	318	285
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por: (XVI)	() direção (X) direção e gerências empregados(as) () todos(as) gerências empregados(as)	(X) direção e gerências empregados(as) () todos(as) gerências empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por: (XVII)	(X) direção e gerências empregados(as) () todos(as) gerências empregados(as) () todos(as) + Cipa	(X) direção e gerências empregados(as) () todos(as) gerências empregados(as) () todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa: (XVIII)	() não se envolve () segue as normas da OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolverá () seguirá as normas da OIT (X) incentivar e seguirá a OIT
A previdência privada contempla: (XIX)	() direção () direção e gerências empregados(as) (X) todos(as) gerências empregados(as)	() direção () direção e gerências empregados(as) (X) todos(as) gerências empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla: (XX)	() direção () direção e gerências empregados(as) (X) todos(as) gerências empregados(as)	() direção () direção e gerências empregados(as) (X) todos(as) gerências empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa: (XXI)	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa: (XXII)	() não se envolve () apoia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () apoia (X) organiza e incentiva
Valor adicionado total a distribuir:	Em 2025 385.654	Em 2024 379.422
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	54% governo 12% colaboradores 11% acionistas 5% terceiros 18% retido	50% governo 12% colaboradores 10% acionistas 28% terceiros 0% retido

7 - Outras Informações

- (i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.
- I. A Petrobras controladora e suas controladas no Brasil e no exterior 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 a Petrobras Singapore Private Ltda. possui empregados temporários que não recebem os mesmos benefícios dos empregados de tempo integral, cujo montante é inferior a R\$ 1.
- II. Em 2025, parte do valor dos programas, projetos e patrocínios é composto por recursos via lei de incentivo, conforme segue: Educação: 18%, Cultura: 99%, Esportivo: 57%, Negócio, Ciência e Tecnologia: 19% e Outros: 100%.
- III. Doação destinada a ações emergenciais de atendimento a pessoas em situação de vulnerabilidade social, ocasionada ou agravada por emergências climáticas, como as ocorridas no estado do Rio Grande do Sul e pela seca amazônica (apoio às ações do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio)).
- IV. A empresa RPR cumpre entre 0% e 50% das metas. As empresas PSPL, PAI, PGT BV, PGF BV, PMDI, PVIS, DSI, PB-CHINA, BSE, PB-LOG, ANSA, Termomacacé, Termobahia, PBEN-P, PEB, PIB BV, PIB-COL, PNBV, PVIE, PECOCO, Petrcoque, Copenor, Petronect, Transbel, Transpetro e TIBV não possuem metas. Não contempla as informações de TBG.
- V. Os resultados de desempenho em emissões em 2025 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.
- VI. 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 às atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas de óleo não foram contabilizados.
- VII. Não contempla as informações de TBG
- VIII. Empregados de empresas contratadas cadastrados no Sistema de Gestão de Dados dos Prestadores de Serviços, com vínculo contratual e 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. Das Controladas no exterior, apenas Petrobras America Inc. e Petrobras International Braspetro BV apresentaram dados autodeclarados de raça. As demais não possuem dados coletados.
- XI. Média ponderada entre a razão da remuneração de mulheres e homens em 2025 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 têm 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. Treinamentos obrigatórios da Petrobras para empresas Controladas não possuem custo. Controladas Brasil: apenas Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A e Procurement Negócios Eletrônicos informaram treinamento anticorrupção com custo. Controladas no Exterior: apenas Petrobras Singapore Private Ltda, Petrobras America Inc. e Petrobras Global Trading informaram treinamento anticorrupção com custo.

XIV. Média ponderada entre a razão da maior e da menor remuneração de cada empresa e o seu respectivo efetivo, não incluindo empregados de empresas contratadas que trabalham nas instalações da companhia.

XV. Número total de acidentados excluindo os acidentados com lesão relacionada a primeiros socorros. O número apresentado para 2025 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". Não contempla as informações da TBG.

XVI. No caso das empresas PSPL, PAI, PGT BV, PGF BV, PMDI, PVIS, DSI, PB-China, BSE, PBEN-P, Termomacacé, Termobahia, PIB BV, POSA, PVIE, ANSA, Copenor, PECOCO, PBio, Transbel, PB-LOG, TI BV, não tiveram projetos sociais e ambientais em 2025. No caso da empresa Petrocoque, a definição é exclusiva da direção. Não contempla as informações de TBG.

XVII. No caso das empresas PIB BV, PNBV, POSA, PVIE, os padrões foram definidos pela Direção. No caso da empresa Petrocoque, os padrões foram definidos por todos os empregados. As empresas PSPL, PAI, PGT BV, PGF BV, PMDI, PVIS, DSI, ANSA, TI BV, não possuem padrões de segurança e insalubridade. Não contempla as informações da TBG.

XVIII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora, Controladas Brasil (Petrobras Transporte S.A. e Procurement Negócios Eletrônicos) (incentiva e segue OIT). Petrobras Comercializadora de Gás e Energia Participações, Petrobras Biocombustível, Termobahia, Termomacacé, Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (seguem as normas OIT). Araucária Nitrogenados S.A. e Petrobras Logística de Exploração e Produção (não se envolvem) e Controladas exterior (Petrobras Bolívia, Petrobras International Braspetro Colombia, Petrobras Netherlands B.V. e Transpetro International B.V.) (seguem as normas da OIT). Petrobras America Inc., Petrobras Engineering Services, Petrobras Colombia Combustibles S.A., Petrobras Global Trading, Petrobras International Braspetro B.V., Petrobras Operaciones S.A., Petrobras Singapore Private Limited e Petrobras International Braspetro B.V. (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 Procurement Negocios Eletronicos, Araucária Nitrogenados (não se aplica) e Petrobras Logística de Exploração e Produção (só direção) e Controladas no Exterior, exceto Petrobras Engineering Services, Petrobras Bolívia, Petrobras Colombia Combustibles, Petrobras Netherlands BV, Petrobras Operaciones S.A, Petrobras Singapore Private Limited, Transpetro International BV.

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. A participação nos lucros contempla também as controladas no Brasil, exceto Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A., Petrobras Comercializadora de Gás e Energia Participações S.A. e Araucária Nitrogenados S.A. e contempla as seguintes controladas do exterior: Petrobras International Braspetro Colombia e Petrobras America Inc. As demais empresas do exterior não receberam participação nos lucros.

XXI. No caso da empresa ANSA, os padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental não são considerados. No caso das empresas Copenor, TI BV e PBio, os padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental são sugeridos. Não contempla as informações de TBG.

XXII. No caso das empresas PSPL, PGT BV, PGF BV, PMDI, PVIS, DSI, PB-China, BSE, PBEN-P, PIB BV, PIB-COL, PNBV, POSA, PVIE, ANSA, FCC, PECOCO, RPR, PB-LOG, TI BV, não se envolvem quanto a participação de empregados em programas de trabalho voluntário. No caso das empresas Termobahia, Termomacacé, PEB, Copenor, PBio, Transbel, apoia a participação de empregados em programas de trabalho voluntário. Não contempla as informações de TBG.



O BRASIL É A NOSSA ENERGIA





DEMONSTRAÇÕES *Financeiras* 2025



BR PETROBRAS

O BRASIL É A NOSSA ENERGIA

BALANÇO PATRIMONIAL	3
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO	4
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES	5
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA	6
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO	8
NOTAS EXPLICATIVAS	9
1. A companhia e suas operações	9
2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras	13
3. Práticas contábeis materiais	14
4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes	14
5. Mudanças climáticas	22
6. Novas normas e interpretações	29
7. Gestão de capital	30
8. Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras	31
9. Receita de vendas	33
10. Custos e despesas por natureza	35
11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	37
12. Resultado financeiro líquido	38
13. Informações por segmento	39
14. Contas a receber	43
15. Estoques	45
16. Pagamentos antecipados	46
17. Fornecedores	46
18. Tributos	47
19. Benefícios a empregados	54
20. Processos judiciais e contingências	67
21. Provisão para desmantelamento de áreas	76
22. Outros ativos e passivos	77
23. Imobilizado	79
24. Intangível	82
25. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	83
26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás	88
27. Parcerias em atividades de exploração e produção	90
28. Investimentos	94
29. Vendas de ativos e outras operações com ativos	98
30. Financiamentos	100
31. Arrendamentos	104
32. Patrimônio líquido	106
33. Gerenciamento de riscos financeiros	113
34. Partes relacionadas	122
35. Informações complementares à demonstração dos fluxos de caixa	129
36. Eventos subsequentes	129
INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)	130
Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural	130
Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16	141
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA	142
ORÇAMENTO DE CAPITAL	143
DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E SOBRE RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	144
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS	145
PARECER DO CONSELHO FISCAL	152
RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	153

BALANÇO PATRIMONIAL**PETROBRAS**

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

Ativo	Notas	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Caixa e equivalentes de caixa	8	35.608	20.254	2.316	3.134
Aplicações financeiras	8	15.000	26.397	14.775	13.941
Contas a receber, líquidas	14	25.461	22.080	88.627	129.592
Estoques	15	45.173	41.550	38.682	36.774
Tributos sobre o lucro	18	3.621	2.545	3.408	2.321
Impostos e contribuições	18	7.526	9.630	7.013	9.328
Pagamentos antecipados	16	2.573	2.234	1.848	1.839
Outros ativos	22	4.928	7.365	4.844	8.978
		139.890	132.055	161.513	205.907
Ativos classificados como mantidos para venda	29	136	3.157	872	3.455
Ativo circulante		140.026	135.212	162.385	209.362
Contas a receber, líquidas	14	4.683	7.777	4.343	6.964
Aplicações financeiras	8	14	3.605	2	3.605
Depósitos judiciais	20	81.510	72.745	81.033	72.282
Tributos sobre o lucro	18	2.008	1.976	1.931	1.903
Tributos diferidos sobre o lucro	18	5.586	5.710	-	-
Impostos e contribuições	18	22.982	20.325	22.639	19.839
Pagamentos antecipados	16	23.317	13.964	24.366	15.050
Outros ativos	22	1.730	1.524	1.584	1.374
Ativo realizável a longo prazo		141.830	127.626	135.898	121.017
Investimentos	28	3.024	4.081	346.724	366.398
Imobilizado	23	924.624	843.917	933.998	858.561
Intangível	24	13.885	13.961	13.561	13.772
Ativo não circulante		1.083.363	989.585	1.430.181	1.359.748
Total do ativo		1.223.389	1.124.797	1.592.566	1.569.110

Passivo	Notas	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Fornecedores	17	40.948	37.659	42.071	39.741
Financiamentos	30	12.027	15.887	160.408	106.522
Arrendamentos	31	55.226	52.896	56.090	54.953
Tributos sobre o lucro	18	7.110	8.671	4.292	4.121
Impostos, contribuições e participações governamentais	18	20.966	20.336	20.690	19.895
Dividendos propostos	32	11.530	16.452	11.415	16.334
Provisão para desmantelamento de áreas	21	16.233	10.500	16.127	10.426
Benefícios a empregados	19	20.937	14.337	19.500	13.222
Outros passivos	22	12.825	13.652	11.276	12.045
		197.802	190.390	341.869	277.259
Passivos associados a ativos mantidos para venda	29	566	4.418	566	4.418
Passivo circulante		198.368	194.808	342.435	281.677
Financiamentos	30	133.462	127.539	355.050	478.198
Arrendamentos	31	183.310	177.145	187.032	182.625
Tributos sobre o lucro	18	3.168	3.284	3.144	3.256
Tributos diferidos sobre o lucro	18	34.965	9.100	39.684	14.254
Benefícios a empregados	19	84.553	66.082	82.946	64.716
Provisão para processos judiciais e administrativos	20	17.881	17.543	17.165	16.451
Provisão para desmantelamento de áreas	21	140.656	151.753	140.182	151.221
Outros passivos	22	9.439	10.029	9.142	10.706
Passivo não circulante		607.434	562.475	834.345	921.427
Passivo circulante e não circulante		805.802	757.283	1.176.780	1.203.104
Capital subscrito e integralizado	32	205.432	205.432	205.432	205.432
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		3.106	(2.457)	3.322	(2.241)
Reservas de lucros	32	158.278	95.193	158.062	94.977
Outros resultados abrangentes	32	48.970	67.838	48.970	67.838
Atribuído aos acionistas da controladora		415.786	366.006	415.786	366.006
Atribuído aos acionistas não controladores	28	1.801	1.508	-	-
Patrimônio líquido		417.587	367.514	415.786	366.006
Total do passivo		1.223.389	1.124.797	1.592.566	1.569.110

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO**PETROBRAS**

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

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Receita de vendas	9	497.549	490.829	483.823	473.547
Custo dos produtos e serviços vendidos	10	(260.551)	(244.367)	(260.273)	(237.497)
Lucro bruto		236.998	246.462	223.550	236.050
Despesas					
Vendas	10	(28.954)	(26.134)	(29.947)	(27.980)
Gerais e administrativas	10	(10.802)	(9.931)	(9.188)	(8.509)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(6.758)	(4.997)	(5.707)	(4.901)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(4.814)	(4.281)	(4.814)	(4.281)
Tributárias		(4.241)	(6.708)	(2.638)	(5.215)
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	(8.347)	(9.371)	(8.558)	(9.567)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	11	(27.212)	(44.372)	(25.397)	(43.050)
		(91.128)	(105.794)	(86.249)	(103.503)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro		145.870	140.668	137.301	132.547
Resultado financeiro líquido	12	4.971	(82.471)	(14.115)	(101.999)
Receitas financeiras		8.286	10.488	12.891	12.326
Despesas financeiras		(24.064)	(32.093)	(49.143)	(51.867)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		20.749	(60.866)	22.137	(62.458)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	(242)	(3.467)	23.754	19.110
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		150.599	54.730	146.940	49.658
Tributos sobre o lucro	18	(39.994)	(17.721)	(36.811)	(13.052)
Lucro líquido do exercício		110.605	37.009	110.129	36.606
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		110.129	36.606	110.129	36.606
Acionistas não controladores		476	403	-	-
Lucro líquido do exercício		110.605	37.009	110.129	36.606
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em R\$)	32	8,54	2,84	8,54	2,84

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES

PETROBRAS

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

		Consolidado		Controladora	
	Notas	2025	2024	2025	2024
Lucro líquido do exercício		110.605	37.009	110.129	36.606
Itens que não serão reclassificados para o resultado:					
Ganhos (perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	19	(15.620)	19.111	(15.617)	18.653
Tributos diferidos sobre o lucro		586	(2.286)	625	(2.280)
		(15.034)	16.825	(14.992)	16.373
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas		-	-	(29)	438
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado:					
Resultados não realizados com <i>hedge</i> de fluxo de caixa - exportações					
Reconhecidos no patrimônio líquido		44.829	(85.507)	44.829	(85.507)
Transferidos para o resultado		12.043	16.246	12.223	16.191
Tributos diferidos sobre o lucro		(19.337)	23.549	(19.398)	23.567
	33	37.535	(45.712)	37.654	(45.749)
Ajustes de conversão em investidas ⁽¹⁾					
Reconhecidos no patrimônio líquido		(42.810)	81.818	(42.798)	81.813
Transferidos para o resultado		8	-	-	-
		(42.802)	81.818	(42.798)	81.813
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas					
Reconhecidos no patrimônio líquido	28	1.416	(1.450)	1.297	(1.413)
		1.416	(1.450)	1.297	(1.413)
Outros resultados abrangentes		(18.885)	51.481	(18.868)	51.462
Resultado abrangente total		91.720	88.490	91.261	88.068
Resultado abrangente atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		91.261	88.068	91.261	88.068
Acionistas não controladores		459	422	-	-
Resultado abrangente total		91.720	88.490	91.261	88.068

(1) No Consolidado, inclui efeito devedor de R\$ 1.526 (efeito credor de R\$ 3.125, em 31 de dezembro de 2024), referente a coligadas e empreendimentos controlados em conjunto. As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

PETROBRAS

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

		Consolidado		Controladora	
	Notas	2025	2024	2025	2024
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido do exercício		110.605	37.009	110.129	36.606
Ajustes para:					
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	19	9.744	15.788	9.471	15.350
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	242	3.467	(23.754)	(19.110)
Depreciação, depleção e amortização	35	84.388	67.033	87.442	69.532
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	8.347	9.371	8.558	9.567
Ajuste a valor realizável líquido	15	17	(214)	-	-
Perdas, líquidas, de crédito esperadas		440	1.536	397	1.507
Baixa de poços	26	2.385	2.654	1.599	2.653
Resultado com alienações e baixa de ativos	11	(126)	(1.171)	(91)	(795)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		(8.960)	84.138	7.468	99.933
Tributos sobre o lucro	18	39.994	17.721	36.811	13.052
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas		4.437	21.107	4.414	21.062
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	11	(1.302)	(1.482)	(1.302)	(1.482)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	11	(3.407)	(1.938)	(3.405)	(1.954)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	11	5.670	5.395	5.841	5.118
Equalização de gastos - AIP	27	1.501	78	1.501	78
Redução (aumento) de ativos					
Contas a receber		(2.608)	9.207	(78.716)	1.118
Estoques		(4.918)	(1.560)	(1.893)	(5.277)
Depósitos judiciais		(2.991)	1.295	(2.939)	1.560
Outros ativos		1.505	(1.020)	4.647	612
Aumento (redução) de passivos					
Fornecedores		5.574	5.439	4.570	4.467
Impostos, contribuições e participações governamentais		(6.865)	(15.803)	(5.372)	(16.552)
Planos de pensão e de saúde		(5.925)	(5.408)	(5.888)	(5.380)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(4.465)	(2.554)	(4.353)	(2.389)
Outros benefícios a empregados		5.640	(480)	5.308	(663)
Provisão para desmantelamento de áreas		(5.935)	(5.275)	(5.903)	(5.181)
Outros passivos		(4.546)	(3.896)	(4.517)	(2.758)
Tributos sobre o lucro pagos		(28.108)	(36.400)	(26.834)	(35.128)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		200.333	204.037	123.189	185.546
Fluxo de caixa das atividades de investimentos					
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(108.714)	(79.856)	(105.949)	(78.547)
Reduções (adições) em investimentos		16	(127)	(1.156)	83
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos		3.550	4.381	3.550	4.374
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação		2.140	1.951	2.140	1.951
Resgates (investimentos) em aplicações financeiras ⁽¹⁾		16.188	501	40.208	(37.470)
Dividendos recebidos ⁽²⁾		706	787	2.237	2.037
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos		(86.114)	(72.363)	(58.970)	(107.572)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Participação de acionistas não controladores		65	(509)	-	-
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:					
Captações	30	29.628	12.027	134.525	230.827
Amortizações de principal - financiamentos	30	(18.629)	(35.933)	(72.892)	(136.354)
Amortizações de juros - financiamentos ⁽²⁾	30	(10.311)	(10.276)	(27.025)	(25.473)
Amortizações de arrendamentos	31	(52.437)	(42.672)	(54.440)	(44.178)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	32	(45.205)	(100.305)	(45.205)	(100.305)
Recompra de ações		-	(1.919)	-	(1.919)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(233)	(387)	-	-
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos		(97.122)	(179.974)	(65.037)	(77.402)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		(1.743)	6.941	-	-
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		15.354	(41.359)	(818)	572
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		20.254	61.613	3.134	2.562
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		35.608	20.254	2.316	3.134

(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

PETROBRAS

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

	Notas	Capital subscrito e integralizado	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
Saldo em 1º de janeiro de 2024		205.432	(322)	158.955	16.376	-	380.441	1.899	382.340
Ações em tesouraria	32.3	-	(1.919)	-	-	-	(1.919)	-	(1.919)
Transações de capital	32.3	-	-	-	-	-	-	(511)	(511)
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	36.606	36.606	403	37.009
Outros resultados abrangentes	32.4	-	-	-	51.462	-	51.462	19	51.481
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2024	32.5	-	-	(36.139)	-	-	(36.139)	-	(36.139)
Dividendos prescritos	32.5	-	-	-	-	316	316	-	316
Destinações:									
Apropriações do lucro líquido em reservas	32.5	-	-	790	-	(790)	-	-	-
Dividendos	32.5	-	-	(28.629)	-	(36.132)	(64.761)	(302)	(65.063)
Saldos em 31 de dezembro de 2024		205.432	(2.241)	94.977	67.838	-	366.006	1.508	367.514
Saldo em 1º de janeiro de 2025		205.432	(2.241)	94.977	67.838	-	366.006	1.508	367.514
Cancelamento de ações em tesouraria	32.3	-	5.563	(5.563)	-	-	-	-	-
Transações de capital	32.3	-	-	-	-	-	-	58	58
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	110.129	110.129	476	110.605
Outros resultados abrangentes	32.4	-	-	-	(18.868)	-	(18.868)	(17)	(18.885)
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2025	32.5	-	-	(9.145)	-	-	(9.145)	-	(9.145)
Dividendos prescritos	32.5	-	-	-	-	828	828	-	828
Destinações:									
Apropriações do lucro líquido em reservas	32.5	-	-	69.721	-	(69.721)	-	(110)	(110)
Dividendos	32.5	-	-	8.072	-	(41.236)	(33.164)	(114)	(33.278)
Saldos em 31 de dezembro de 2025		205.432	3.322	158.062	48.970	-	415.786	1.801	417.587

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

PETROBRAS

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

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	656.510	644.511	639.775	623.573
Perdas, líquidas, de crédito esperadas	(440)	(1.536)	(397)	(1.507)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	93.487	77.616	91.810	76.999
	749.557	720.591	731.188	699.065
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda	(97.253)	(99.730)	(85.911)	(88.886)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(140.304)	(135.397)	(147.870)	(138.744)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(46.306)	(39.761)	(48.032)	(41.590)
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(8.347)	(9.371)	(8.558)	(9.567)
	(292.210)	(284.259)	(290.371)	(278.787)
Valor adicionado bruto	457.347	436.332	440.817	420.278
Depreciação, depleção e amortização	(84.388)	(67.033)	(87.442)	(69.532)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	372.959	369.299	353.375	350.746
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(242)	(3.467)	23.754	19.110
Receitas financeiras	8.286	10.488	12.891	12.326
Aluguéis, royalties e outros	4.651	3.102	7.086	5.596
	12.695	10.123	43.731	37.032
Valor adicionado total a distribuir	385.654	379.422	397.106	387.778
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal e administradores				
Remuneração direta				
Salários	21.200	19.676	18.790	17.485
Programas de remuneração variável	7.582	4.954	6.844	4.313
	28.782	24.630	25.634	21.798
Benefícios				
Vantagens	4.300	1.111	3.923	872
Plano de aposentadoria e pensão	4.398	4.331	4.248	4.199
Plano de saúde	7.467	13.205	7.040	12.696
	16.165	18.647	15.211	17.767
FGTS	1.459	1.369	1.334	1.255
	46.406	44.646	42.179	40.820
Tributos e participações governamentais				
Federais ⁽¹⁾	139.753	121.988	136.085	118.516
Estaduais	64.329	63.097	63.697	62.430
Municipais	834	715	386	255
No exterior	2.875	4.459	-	-
	207.791	190.259	200.168	181.201
Instituições financeiras e fornecedores				
Juros, variações cambiais e monetárias	14.749	101.428	38.439	122.791
Despesas de aluguéis e arrendamentos	6.103	6.080	6.191	6.360
	20.852	107.508	44.630	129.151
Acionistas				
Dividendos	10.554	14.091	10.554	14.091
Juros sobre capital próprio	30.682	22.041	30.682	22.041
Resultado dos acionistas não controladores	476	403	-	-
Lucros retidos	68.893	474	68.893	474
	110.605	37.009	110.129	36.606
Valor adicionado total distribuído	385.654	379.422	397.106	387.778

(1) Inclui valores referentes a tributos diferidos sobre o lucro conforme nota explicativa 18.1.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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, incluindo as atividades relacionadas à movimentação e à estocagem de dióxido de carbono, à transição energética e à economia de baixo carbono, 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 2025, gerando valor para a sociedade e para seus acionistas. O endividamento ficou dentro do nível de dívida bruta previsto no Plano de Negócios 2025-2029 (PN 25-29), alcançando US\$ 69,8 bilhões.

A produção total de óleo e gás em 2025 foi de 2,99 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed). Os principais fatores que resultaram nesse desempenho foram: i) aumento de capacidade de produção FPSOs Almirante Tamandaré e Marechal Duque de Caxias; (ii) manutenção do topo de produção do FPSO Sepetiba; (iii) ramp-up dos FPSOs Maria Quitéria, Anita Garibaldi, Anna Nery e Alexandre de Gusmão; (iv) maior eficiência operacional, principalmente em plataformas na Bacia de Santos; (v) menor volume de perdas com paradas para manutenção na Bacia de Campos; e (vi) aumento de eficiência na UPGN do Complexo de Energias Boaventura e gasoduto Rota 3.

NOTAS EXPLICATIVAS

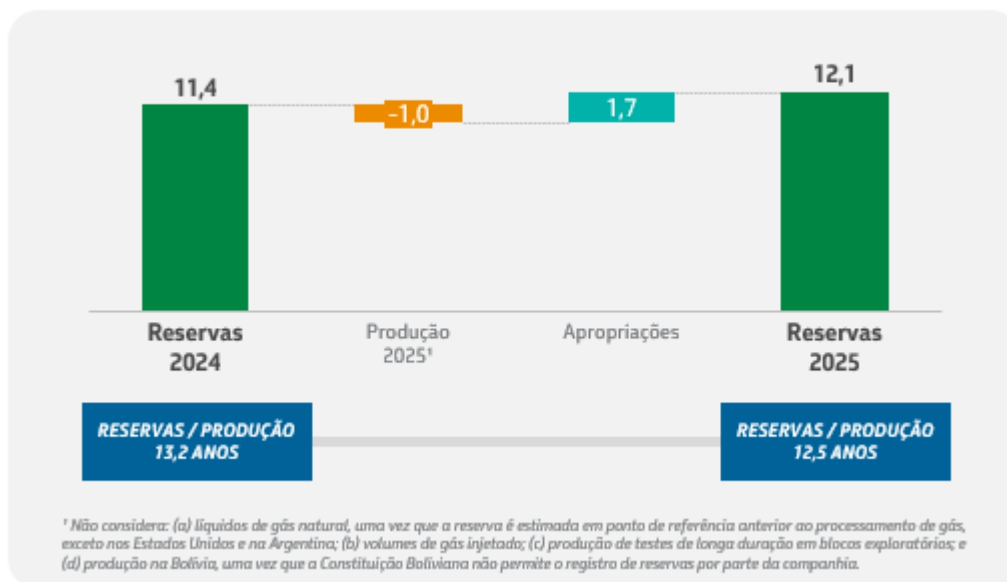
PETROBRAS

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

Em 2025, de acordo com o critério SEC (Securities and Exchange Commission), a companhia manteve a trajetória de adição de reservas, com destaque para os campos de Búzios, Tupi, Itapu e Mero, na Bacia de Santos, do avanço no desenvolvimento dos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, e de projetos de novos poços principalmente em Búzios, Tupi, Marlim Sul e Jubarte, nas bacias de Santos e Campos. 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

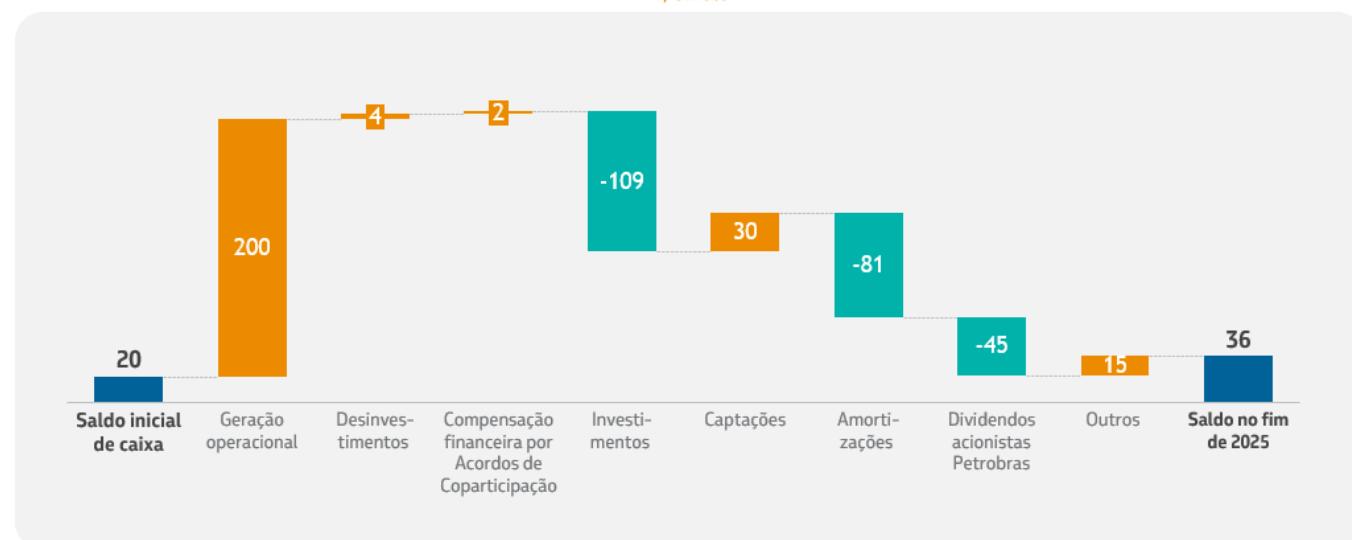


A Petrobras também estima reservas segundo o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis / Society of Petroleum Engineers). Em 31 de dezembro de 2025, as reservas provadas segundo este critério atingiram 12,5 bilhões de barris de óleo equivalente. As principais diferenças entre os dois critérios estão detalhadas na nota explicativa 4.1.

Os recursos provenientes da geração operacional de caixa, bem como das captações, foram utilizados em investimentos (nota explicativa 23), cumprimento do serviço da dívida, amortizações de arrendamentos (notas explicativas 30 e 31) e pagamento de dividendos (nota explicativa 32).

FLUXO DE CAIXA

R\$ bilhões



NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A proposta de destinação do resultado do exercício a ser submetida à deliberação da AGO de 2026, que considera a distribuição de dividendos do exercício de 2025, está aderente à política de remuneração aos acionistas (nota explicativa 32).

DESTINAÇÃO DO RESULTADO E DIVIDENDOS PROPOSTOS DO EXERCÍCIO DE 2025

R\$ bilhões



¹ Referem-se aos dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras prescritos em favor da companhia em 2025, conforme artigo 10 do Estatuto Social da Petrobras;

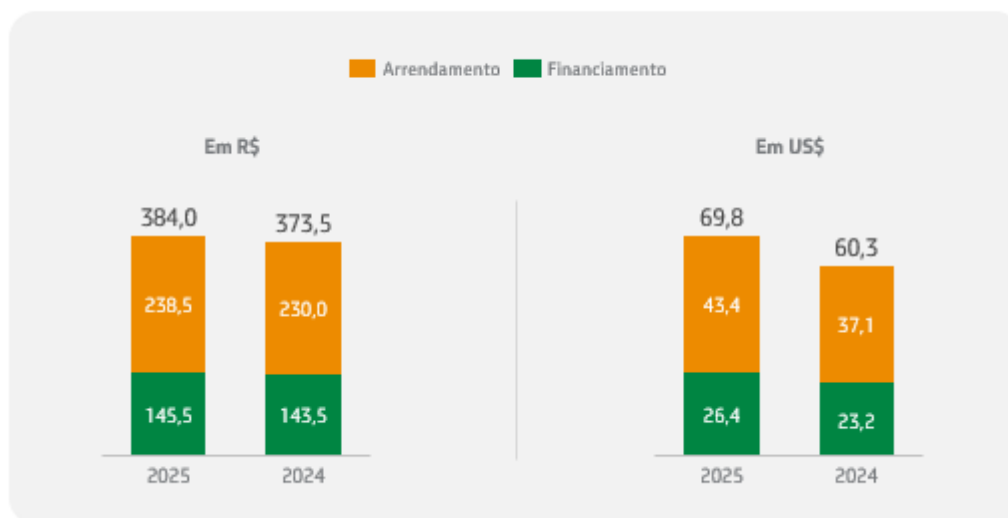
² As reservas legal e de custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico (P&D) atingiram os limites previstos na Lei das S.A. e no Estatuto Social da Petrobras, respectivamente; e

³ Destinação para atender parcialmente o programa anual de investimentos estabelecidos no orçamento de capital do exercício de 2026, a ser deliberado em Assembleia Geral de Acionistas.

O endividamento bruto foi impactado, principalmente, pelo arrendamento de novas plataformas (FPSOs), reconhecidas como direito de uso e dívida de arrendamento (notas explicativas 23 e 31).

ENDIVIDAMENTO BRUTO

Em bilhões

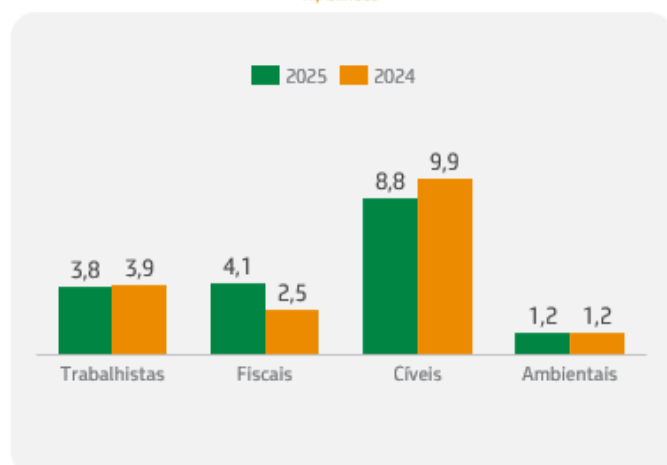


O resultado financeiro em 2025 foi influenciado, principalmente, pelo ganho com variação cambial do real frente ao dólar (nota explicativa 12).

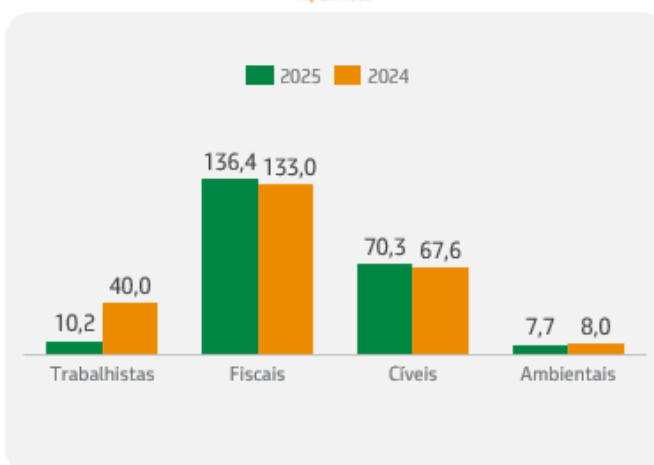
No contencioso, o destaque do exercício foi a redução das contingências trabalhistas não provisionadas, do encerramento definitivo, com decisão favorável à companhia, de ação coletiva envolvendo a revisão da metodologia de apuração do complemento de RMNR (nota explicativa 20).

CONTINGÊNCIAS PROVISIONADAS (PROVÁVEL)

R\$ bilhões

**CONTINGÊNCIAS NÃO PROVISIONADAS (POSSÍVEL)**

R\$ bilhões



A revisão anual do passivo atuarial com planos de benefícios pós-emprego refletiu em aumento do passivo, reconhecida em contrapartida no patrimônio líquido, principalmente pela maior taxa de variação dos custos médicos hospitalares e pela redução da taxa de desconto (nota explicativa 19).

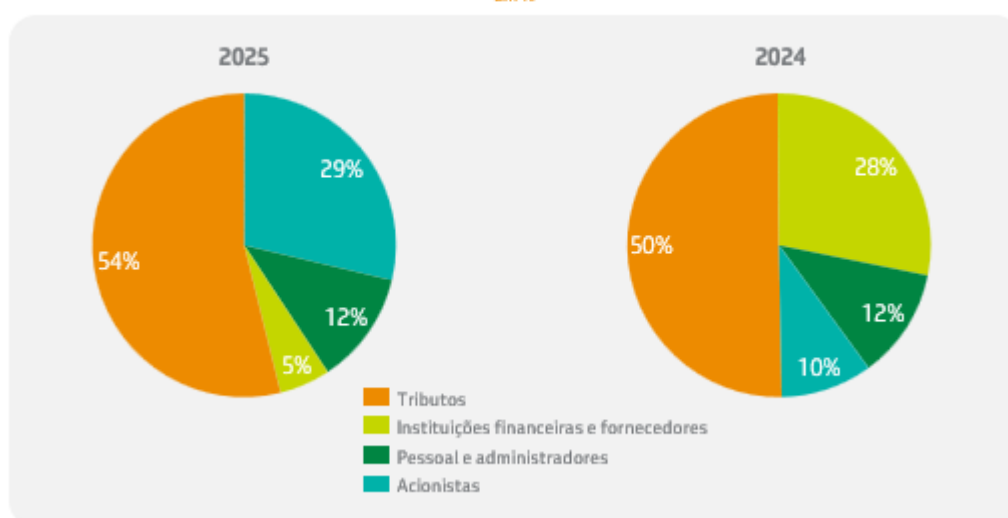
A redução no saldo total da provisão para desmantelamento de áreas no ano de 2025 decorre, principalmente da: (i) valorização do real frente ao dólar; (ii) revisão das tarifas das atividades relativas ao descomissionamento de poços e equipamentos; e (iii) aumento da taxa de desconto real ajustada ao risco (nota explicativa 21). Esta revisão gerou uma redução do passivo em contrapartida do ativo imobilizado (nota explicativa 23), para os campos de petróleo em operação, e reconhecimento de outras receitas operacionais, referentes principalmente, a campos em processo de devolução (nota explicativa 11).

A desvalorização do dólar de fechamento também impactou negativamente os resultados dos testes de recuperabilidade de ativos não financeiros, além do efeito sobre os fluxos de caixa futuros de postergações de projetos de E&P (nota explicativa 25).

As riquezas geradas pela companhia em 2025, no valor de R\$ 386 bilhões (R\$ 380 bilhões em 2024), 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	
	2025	2024
Receita de vendas	89.195	91.416
Lucro bruto	42.459	45.972
Lucro líquido antes do resultado financeiro, participações e impostos	26.113	26.876
Lucro líquido do exercício – Acionistas da Petrobras	19.634	7.528
Caixa e equivalentes de caixa	6.471	3.271
Imobilizado	168.040	136.285
Financiamentos e Arrendamentos – Circulante e Não Circulante	69.793	60.311
Patrimônio líquido	75.891	59.350
Fluxo de caixa operacional	36.047	37.984
Fluxo de caixa de investimentos	(15.639)	(13.369)
Fluxo de caixa de financiamentos	(17.406)	(33.088)

2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais da Controladora foram preparadas de acordo com as normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*) emitidas 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.

A companhia realizou algumas alterações na apresentação das demonstrações financeiras do exercício atual e anterior para aprimorar o entendimento da sua posição financeira e patrimonial, conforme a seguir:

- Mudança da nomenclatura da rubrica de títulos e valores mobiliários para aplicações financeiras no ativo;
- Mudança da nomenclatura da rubrica de imposto de renda e contribuição social, inclusive a do diferido, para tributos sobre o lucro e tributos diferidos sobre o lucro;
- Abertura da rubrica de tributos sobre o lucro no ativo não circulante, antes agregado em impostos e contribuições; e
- Abertura da rubrica de pagamentos antecipados no ativo, antes agregado em outros ativos.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 05 de março de 2026, 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 informação suplementar para fins de *IFRS Accounting Standards*.

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

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 não financeiros (*Impairment*)

4.2.1. Principais fontes de incerteza de estimativas

Os testes de *impairment* de ativos não financeiros 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 de Negócios 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 Índex).

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, conseqüentemente, 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 completação 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 da produção, 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.

Alterações nas UGCs em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, 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 2025, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 29 campos e 14 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. Em 2025, com a assinatura dos principais contratos para a conclusão das obras e retomada dos investimentos do 2º trem da RNEST e dos ativos de refino e de utilidades do Complexo de Energias Boaventura, houve alteração da UGC dos ativos de refino e logística com a incorporação desses ativos.
- ii. Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro.
- iii. Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);
- iv. Unidades de Fertilizantes: conjunto de ativos vinculados às fábricas de fertilizantes nitrogenados, em fase de retorno à operação ou hibernadas. Em 31 de dezembro de 2025, as três UGCs são: Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA), Fafens (plantas de fertilizantes nos estados da Bahia e do Sergipe) e Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III);
- v. 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 Caraguatatuba, 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 Montes Claros e Candeias. 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 fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados na comercialização dos produtos e a oferta de matéria-prima.
- v. Quixadá: ativos da usina de biodiesel no município de Quixadá no Ceará.

- vi. 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 – 19.3.2 – 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 19.3.6 e 19.3.7, 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 20.

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 do segmento de E&P 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.

As provisões para desmantelamento associadas aos segmentos de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) e Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC) da companhia não são reconhecidas, pois não há obrigação legal, contratual ou compromisso firmados com agentes externos para descomissionamento de instalações. Alterações nessas circunstâncias podem exigir o reconhecimento de uma provisão para descomissionamento para tais ativos. Entretanto, tais alterações não são esperadas pela companhia.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e outras informações sobre as obrigações de desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 21.

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 33.3.1, 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 de Negócios, enquanto para o curto prazo o recálculo é realizado mensalmente. A metodologia utilizada para seu cálculo e/ou 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 33.3.1.

4.9. Fontes de incerteza em tributos sobre o lucro

As regras e regulamentos de tributos sobre lucro podem ser interpretados de forma diferente pelas autoridades fiscais, podendo ocorrer situações em que tais interpretações diverjam 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 tributos sobre o lucro. 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 18.1.

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 detalhamentos 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, relacionados à variação do Brent, conforme condições descritas na nota explicativa 29.2.

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, especialmente relacionadas à variação do Brent (nota explicativa 29.2).

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).

O Plano de Negócios (PN) da Petrobras incorpora as ações e metas relacionadas à trajetória para uma economia de baixo carbono. Tais ações da companhia incluem, entre outros, projetos de descarbonização das operações para o atingimento dos compromissos de sustentabilidade em carbono.

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 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 Plano 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.

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 ou consumidos pela empresa, que ocorrem nas instalações onde a eletricidade e o vapor são gerados.

a) Risco de transição para economia de baixo carbono

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

Risco	Descrição	Horizonte de tempo ⁽²⁾
Mercado	O aumento da demanda por energia e produtos de baixo carbono, juntamente com a preferência por produtos fósseis com menor intensidade de GEE nos processos produtivos, levando à redução da demanda por petróleo e, consequentemente, à queda de preços dos produtos fósseis. No Brasil, a demanda por produtos fósseis pode ser afetada, por exemplo, por estímulos regulatórios como a Lei do Combustível do Futuro ⁽¹⁾ e pelos desdobramentos setoriais da Política Nacional sobre Mudança do Clima e da Política Nacional de Transição Energética, visando o atendimento das metas brasileiras de redução de emissões.	Médio e longo prazo
Tecnológico e de Implementação	Perda de competitividade devido à não implementação ou à implementação de tecnologias pouco eficazes ou pouco custo-efetivas para redução de emissões de nossas operações e produtos.	Médio e longo prazo
Regulatório e Legal	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 sanção da Lei nº 15.042/2024, que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), podendo acarretar custos adicionais de precificação de carbono para as nossas operações.	Médio e longo prazo
Contencioso e Reputacional	Litígios e/ou perda de reputação decorrentes do não atendimento de compromissos climáticos, percepção de falta de transparência e/ou aquisição de créditos de carbono de baixa qualidade e integridade.	Médio e longo 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 à 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 2026-2030 (PN 26-30) 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 26-30 são afetados negativamente.

Em 2025, 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, bem como ampliação da demanda por renováveis e soluções de baixo carbono, de maneira diferenciada entre os mercados desenvolvidos e em desenvolvimento. 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. Apesar da redução na participação do petróleo na matriz energética mundial, espera-se que a demanda por petróleo continue significativa nesse horizonte de tempo.

O preço do Brent em 2050 considerado no cenário de referência do Plano de Negócios aumentou de US\$ 65/Barril no plano anterior para US\$ 70/Barril no PN 2026-30. 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 2035 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	2035	2050
PN	70	70
APS 2024	67	58
NZE 2025	33	25

De acordo com a AIE, o cenário APS divulgado em 2024³ 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 NZE⁴ apresentado no relatório de 2025, 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).

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. Em outubro de 2025, foi criada a Secretaria Extraordinária do Mercado de Carbono para organizar a implementação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), que publicará as regras necessárias para detalhar a Lei nº 15.042 de 2024.

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.

As ações e metas da companhia para sua transição para uma economia de baixo carbono não indicaram que ativos possam ter sofrido desvalorização.

³ O cenário Announced Pledges Scenario (APS), presente em edições anteriores, não foi abordado no relatório World Energy Outlook 2025 (WEO 2025). Este cenário, que consiste no cumprimento integral e dentro do prazo das principais metas nacionais de energia e clima, como as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) dos países, não foi analisado pela IEA em razão de diversos países não terem divulgado as novas NDCs em 2025. Portanto, para fins de comparação, permanecemos com as projeções do cenário APS publicados no relatório WEO 2024.

⁴ O cenário Net Zero Scenario (NZE) divulgado no relatório WEO 2025 traça um caminho para atingir emissões líquidas zero de CO₂ relacionadas à energia até 2050. Para tanto, a agência evidencia, pela primeira vez, a trajetória de emissões não relacionadas à energia, destacando a necessidade da redução do desmatamento, bem como do incremento da aplicação de tecnologia de remoção de emissões.

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 sensibilizados, mas mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento E&P da Controladora teria, numa avaliação em conjunto com o divulgado na nota explicativa 25, uma reversão de perda de recuperabilidade adicional bruta de R\$ 1.665 no cenário APS e uma perda de recuperabilidade adicional bruta de R\$ 98.351 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.

Quanto ao preço de carbono, dado que esse 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 equivalente 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\$ 35,3/ CO₂ em 2035, US\$ 60,6/ CO₂ em 2040, US\$ 85,9/ CO₂ em 2045 e US\$ 111,2/ CO₂ em 2050, considerando a existência de cotas de emissões distribuídas gratuitamente e 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\$ 382.

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 2025, o valor da provisão de desmantelamento de áreas reconhecida pela Controladora totalizou R\$ 156.268, conforme nota explicativa 21. Em bases não descontadas, o valor nominal seria de R\$ 313.800.

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.

As ações e metas da companhia para sua transição para uma economia de baixo carbono não afetaram materialmente o valor e o prazo da provisão de desmantelamento dos ativos da companhia.

Durante o ano de 2025, não foram emitidas regulamentações governamentais vinculadas a questões climáticas que alteraram ou possuísem potencial para alterar o valor e o prazo de desmantelamento dos ativos da companhia.

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\$ 7.253, R\$ 22.378 e R\$ 35.942 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 33.3.1 (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.

As ações e metas da companhia para sua transição para uma economia de baixo carbono não afetaram materialmente as exportações futuras altamente prováveis.

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\$ 90, 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 em 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 2025, o valor contábil desses ativos que se encontram em operação no Brasil é de R\$ 596.594. Com base em tal valor contábil, mantidas as atuais taxas de depreciação e amortização, o saldo desses ativos não seria material em 2050. Tal simulação não é considerada pela companhia como expectativa de saldos contábeis para 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 11 refinarias no Brasil e 2 fábricas de fertilizantes. 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 2025, que totalizam R\$ 53.383, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação dessas refinarias após 2050. Tal simulação não é considerada pela companhia como expectativa de saldos contábeis para 2050.

A companhia estima demanda persistente por derivados de petróleo nas próximas décadas, ainda que de forma decrescente, 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 2025, que totalizam R\$ 20.979, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação desses ativos após 2050. Tal simulação não é considerada pela companhia como expectativa de saldos contábeis para 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, incluindo as ações e metas para tal. Tais ativos representam 93% 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.

5.2. Investimentos em descarbonização em Ativos de Longo Prazo

A companhia identifica sistematicamente oportunidades de descarbonização de suas operações e, em linha com sua estratégia de foco em óleo e gás com resiliência econômica e ambiental, vem realizando investimentos em iniciativas que visam reduzir ou evitar a emissão de gases de efeito estufa.

As informações a seguir apresentam o saldo de gastos incorporados a valores contábeis de ativos de longo prazo referentes aos investimentos realizados em iniciativas de descarbonização nas atividades operacionais da companhia, bem como a confrontação entre os respectivos valores realizados e estimados para o ano de 2025:

	Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024
Segmento Operacional		
E&P	8.238	5.470
RTC	494	126
G&EBC	230	104
Total	8.962	5.700

A companhia estimou gastos em projetos de ativos de descarbonização para o exercício de 2025 nos montantes de R\$ 2.788 para E&P, R\$ 304 para RTC e R\$ 146 para G&EBC, com realização ao longo de 2025 de R\$ 2.768, R\$ 368 e R\$ 126, respectivamente.

Os principais investimentos realizados pela companhia referem-se às tecnologias de descarbonização em novos sistemas de produção no pré-sal, que estão sendo incorporadas a sete FPSOs (Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transferência) associadas a projetos de desenvolvimento da produção em campos de óleo e gás, onde a Petrobras atua em parcerias, conforme apresentado a seguir:

FPSO	Campo	% Petrobras na parceria	Início de operação
P-78	Búzios	89%	2025
P-79			2026 ⁽¹⁾
P-80			2027 ⁽¹⁾
P-82			
P-83			
P-84	Atapu 2	66%	2029 ⁽¹⁾
P-85	Sépia 2	55%	2030 ⁽¹⁾

(1) Previsto

Como essas tecnologias são indissociáveis das FPSOs, os montantes ligados às tecnologias de descarbonização são determinados multiplicando-se os gastos totais incorridos com o contrato por um índice do custo de construção da FPSO com e sem a tecnologia.

Esses campos fazem parte de Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) sem perda de impairment reconhecida nas demonstrações financeiras do exercício de 2025.

A incorporação dessas tecnologias de descarbonização garante que as novas unidades apresentem menores intensidades de carbono, sendo assim cruciais para o alcance dos objetivos de redução de emissões de GEE apresentados no PN 2026-2030.

Conforme descrito no PN 2026-2030, a companhia possui 5 compromissos para reduzir as emissões de GEE sob controle operacional (escopos 1 e 2) no horizonte até 2030. Um dos compromissos envolve a redução de 30% das emissões absolutas operacionais em 2030, em relação a 2015.

Os compromissos de redução de emissões de GEE 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. Além disso, os investimentos atuais e previstos também não constituem garantias de atingimento dos compromissos.

Não obstante, compensações de emissões a partir de créditos de carbono podem ser utilizadas como ferramenta complementar na trajetória de descarbonização da companhia. Transações envolvendo ativos vinculados à redução de GEE, tais como a aquisição e aposentaria de créditos de carbono, não possuem valores materiais para essas demonstrações financeiras. O uso de crédito de carbono para esse fim não constitui garantia de desempenho da companhia.

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 2025 são:

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<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 Financial Instruments); método de custo (IAS 7 Statement of Cash Flows); divulgação de ganho ou perda no desreconhecimento de ativos, e divulgação do risco de crédito (IFRS 7 Financial Instruments: Disclosures); determinação de um ‘agente de facto’ (IFRS 10 Consolidated Financial Statements); e contabilização de hedge para um adotante pela primeira vez (IFRS 1 First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards).	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 – Presentation of Financial Statements. 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

<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 as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) em suas demonstrações financeiras. Para ser elegível, no final do período de relatório, uma entidade deve ser uma controlada conforme definido na 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 as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards).	1º de janeiro de 2027 com regras de transição específicas
<i>Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency - Amendments to IAS 21</i>	As emendas estabeleceram alterações nas IAS 21 e IAS 29 para especificar os procedimentos de conversão para uma entidade cuja moeda de apresentação seja a de uma economia hiperinflacionária. As alterações aplicam-se quando a entidade converte para tal moeda de apresentação: (a) seus resultados e balanço patrimonial, e a moeda funcional da entidade é a de uma economia não hiperinflacionária; e/ou (b) os resultados e o balanço patrimonial de uma operação no exterior cuja moeda funcional seja a de uma economia não hiperinflacionária.	1º de janeiro de 2027 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas.

Em relação aos normativos em vigor a partir de 1º de janeiro de 2026, de acordo com as avaliações realizadas, a companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras.

Quanto aos normativos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2027, a companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações financeiras.

6.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos, revisões de pronunciamentos e interpretações tidos como análogos às normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards), tal como emitidos pelo IASB. Os normativos emitidos que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2025 são os seguintes:

Pronunciamento, revisão ou interpretação do CPC	IFRS Accounting Standards equivalente	Data de vigência
Pronunciamento Técnico CPC 51 Apresentação e Divulgação nas Demonstrações Contábeis	IFRS 18 Presentation and Disclosure in Financial Statements	1º de janeiro de 2027
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 28 – Alterações decorrentes do Pronunciamento Técnico CPC 51	IFRS 18 Presentation and Disclosure in Financial Statements (Appendix D)	1º de janeiro de 2027

Os efeitos esperados da aplicação inicial referente aos normativos listados acima são os mesmos que foram apresentados para os respectivos normativos emitidos pelo IASB apresentados na nota explicativa 6.1.

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 é a geração operacional de caixa.

A estratégia financeira do Plano de Negócios 26–30 consiste na consolidação de medidas de disciplina de capital focadas na otimização de custos, aumento da produtividade e eficiência operacional, em benefício da sustentabilidade da companhia no longo prazo. As principais premissas para financiabilidade do Plano são:

- Caixa mínimo de US\$ 6 bilhões;
- Dividendos conforme política vigente; e
- Limite de Dívida Bruta de US\$ 75 bilhões, com convergência ao patamar de US\$ 65 bilhões.

Em 2025, 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.

O endividamento bruto aumentou US\$ 9.482 milhões em 2025, permanecendo dentro do intervalo de referência estabelecido no planejamento da companhia. O endividamento líquido registrou aumento de US\$ 8.353 milhões. Em reais, o endividamento bruto e o líquido cresceram 2,8% e 3,1%, respectivamente, conforme quadro a seguir:

	Em milhões de US\$			
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Endividamento bruto	69.793	60.311	384.025	373.467
Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras	(9.200)	(8.071)	(50.622)	(49.978)
Endividamento líquido	60.593	52.240	333.403	323.489

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

8. Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras

8.1. Caixa e equivalentes de caixa

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e bancos	1.223	841	44	81
Aplicações financeiras equivalentes de caixa				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	6.484	8.996	2.033	1.763
CDB e outros fundos de investimentos	1.159	1.152	23	41
	7.643	10.148	2.056	1.804
- No exterior				
Time deposits	18.242	4.509	-	1.239
Auto Invest e contas remuneradas	8.242	4.495	216	10
Outras aplicações financeiras	258	261	-	-
	26.742	9.265	216	1.249
Total das aplicações financeiras equivalentes de caixa	34.385	19.413	2.272	3.053
Total	35.608	20.254	2.316	3.134

As aplicações financeiras equivalentes de caixa possuem prazos de vencimento de até três meses, contados a partir da data de aquisição. No país, essas aplicações ocorrem em operações compromissadas e em fundos de investimentos, que direcionam seus recursos para títulos públicos federais brasileiros e operações lastreadas em títulos públicos. As aplicações, no país, também contam com os certificados de depósitos bancários (CDB) pós-fixados com liquidez diária. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* e por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária.

Os principais recursos constituídos foram substancialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 200.333, captações no valor de R\$ 29.628, resgates em aplicações financeiras de R\$ 16.188, recebimentos pela venda de ativos de R\$ 3.550 e compensação financeira por acordos de coparticipação de R\$ 2.140.

Os principais usos destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 foram para realização de investimentos no montante de R\$ 108.714, cumprimento do serviço da dívida, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de R\$ 81.377, bem como para pagamento de dividendos de R\$ 45.438.

Prática contábil

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. Aplicações financeiras

	31.12.2025			Consolidado 31.12.2024			Controladora 31.12.2024	
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total	31.12.2025 Total	31.12.2024 Total
Valor justo por meio do resultado	1.125	–	1.125	3.290	–	3.290	1.125	3.290
Custo amortizado	13.709	180	13.889	14.290	12.422	26.712	13.652	14.256
Total	14.834	180	15.014	17.580	12.422	30.002	14.777	17.546
Circulante	14.820	180	15.000	13.975	12.422	26.397	14.775	13.941
Não circulante	14	–	14	3.605	–	3.605	2	3.605

As aplicações financeiras possuem prazos de vencimento superiores a três meses. Os investimentos mensurados a valor justo por meio do resultado correspondem, preponderantemente, a investimentos em títulos públicos federais brasileiros (nível 1 da hierarquia de valor justo). As operações mensuradas ao custo amortizado contemplam, principalmente, 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* e títulos públicos governamentais.

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:

- 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.
- 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.

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 atuamos. 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	
	2025	2024	2025	2024
Receita bruta de vendas	641.818	629.354	627.424	611.385
Encargos de vendas ⁽¹⁾	(144.269)	(138.525)	(143.601)	(137.838)
Receita de vendas	497.549	490.829	483.823	473.547
Diesel	149.872	147.911	149.881	147.936
Gasolina	68.843	68.404	68.843	68.404
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	18.919	17.073	18.919	17.073
Querosene de aviação (QAV)	24.699	24.282	24.699	24.282
Nafta	8.845	10.080	8.845	10.080
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	3.308	5.183	3.312	5.183
Outros derivados de petróleo	20.322	22.992	20.339	22.992
Subtotal de derivados de petróleo	294.808	295.925	294.838	295.950
Gás natural	21.478	25.244	21.045	25.151
Petróleo	24.561	23.283	24.561	23.283
Renováveis e nitrogenados	1.451	1.232	6	-
Receitas de direitos não exercidos (<i>breakage</i>)	1.039	2.338	1.039	2.338
Energia elétrica	4.107	4.052	4.120	4.058
Serviços, agenciamentos e outros	3.971	4.337	2.189	2.087
Mercado interno	351.415	356.411	347.798	352.867
Exportações	142.323	129.652	136.025	120.680
Petróleo	110.294	97.641	104.962	88.897
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	25.466	25.638	24.709	25.049
Outros derivados de petróleo e outros produtos	6.563	6.373	6.354	6.734
Vendas no exterior ⁽²⁾	3.811	4.766	-	-
Mercado externo	146.134	134.418	136.025	120.680
Receitas de vendas	497.549	490.829	483.823	473.547

(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 2025, a composição da receita de vendas pelo destino de embarque está assim apresentada:

	Consolidado
	2025
	2024
Brasil	351.415
Mercado interno	351.415
China	53.430
Américas (exceto Estados Unidos da América)	20.061
Europa	20.528
Ásia (exceto China e Singapura)	24.202
Estados Unidos da América	10.886
Singapura	14.707
Outros	2.320
Mercado externo	146.134
Receitas de vendas	497.549

Receita de vendas de R\$ 497.549, R\$ 6.720 superior a 2024 (R\$ 490.829), refletindo:

- Aumento da receita com exportações, devido aos maiores volumes exportados de petróleo, decorrente da maior produção, e de derivados, com destaque para o óleo combustível. Compensados, em parte, pelos menores preços, em função, principalmente, da desvalorização das cotações internacionais;
- Redução da receita no mercado interno, em função, principalmente: (i) dos menores preços médios dos derivados, com destaque para o diesel, o QAV e a gasolina, acompanhando, em grande parte, a desvalorização das cotações internacionais; e (ii) da menor receita de gás natural, devido à menor demanda do setor não termelétrico, em razão do aumento da participação de outros agentes, e aos menores preços de venda, influenciados pelas variações do Brent e da taxa de câmbio. Esses efeitos foram compensados, em parte: (iii) pelo maior volume de vendas de derivados, com destaque para o diesel, em virtude da maior atividade econômica e do crescimento das safras de grãos; e (iv) pelo aumento da receita de petróleo, em razão dos maiores volumes vendidos no Brasil.

Em 2025, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) representam, individualmente, 14% e 10% das receitas da companhia. Em 2024, as receitas de dois clientes do segmento RTC representavam, individualmente, 15% e 10% das receitas da companhia. Para mais informações sobre o segmento RTC, vide nota explicativa 13 – Informações por segmento.

9.2. Obrigações de performance restantes

Determinados contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2025, com prazos iguais ou superiores a um ano, estabelecem uma quantidade de bens ou serviços a serem fornecidos nos próximos exercícios, de acordo com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2025, tendo como base suas quantidades para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2025 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
Diesel	131.471	195	131.666
Gasolina	56.718	242	56.960
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	18.135	-	18.135
Querosene de aviação (QAV)	6.429	-	6.429
Nafta	5.823	25.494	31.317
Outros derivados de petróleo	17.239	37.173	54.412
Petróleo	38.991	14.696	53.687
Gás natural	18.249	79.607	97.856
Energia elétrica	2.514	21.471	23.985
Demais produtos e serviços	3.161	16.730	19.891
Total	298.730	195.608	494.338

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 termoeletrica, conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições hidrológicas do Brasil. Desta forma, os valores apresentados na tabela acima representam, principalmente, valores fixos a receber em função da disponibilidade prometida aos clientes nessas operações.

9.3. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2025, a companhia possui R\$ 416 (R\$ 397 em 2024) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de *take or pay*, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados 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	
	2025	2024	2025	2024
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados ⁽¹⁾	(124.861)	(120.204)	(123.002)	(118.128)
Compras e importações	(85.437)	(87.585)	(83.953)	(87.261)
Petróleo	(43.135)	(50.968)	(43.832)	(51.242)
Derivados	(36.997)	(27.169)	(33.948)	(24.121)
Gás natural	(5.305)	(9.448)	(6.173)	(11.898)
Serviços e outros	(39.424)	(32.619)	(39.049)	(30.867)
Depreciação, depleção e amortização	(67.864)	(52.509)	(69.693)	(53.925)
Participação governamental	(59.611)	(61.202)	(59.566)	(61.152)
Gastos com pessoal	(9.937)	(10.166)	(7.478)	(7.801)
Variação dos estoques	1.722	(286)	(534)	3.509
Total	(260.551)	(244.367)	(260.273)	(237.497)

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

Custo dos produtos vendidos de R\$ 260.551, R\$ 16.184 superior a 2024 (R\$ 244.367), com destaque para os seguintes fatores:

- Maiores volumes exportados de petróleo e derivados;
- Maiores volumes de derivados vendidos no mercado interno, com destaque para o diesel;
- Maior participação do derivado importado no mix das vendas; e
- Reajustes salariais e processo de avanço de nível de cargos dos empregados.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos menores custos com o benefício do plano de saúde em 2025, reflexo do reconhecimento da revisão atuarial referente à alteração da coparticipação do benefício em 2024.

10.2. Despesas de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(24.024)	(21.853)	(24.701)	(23.386)
Depreciação, depleção e amortização	(4.171)	(3.610)	(4.674)	(4.039)
Reversão (perdas) de créditos esperadas	(34)	20	(8)	4
Gastos com pessoal	(725)	(691)	(564)	(559)
Total	(28.954)	(26.134)	(29.947)	(27.980)

Despesas de vendas de R\$ 28.954, R\$ 2.820 superiores a 2024 (R\$ 26.134), retratando, em grande parte, os maiores gastos logísticos atrelados às exportações de petróleo e derivados, devido aos maiores volumes exportados.

10.3. Despesas gerais e administrativas

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Gastos com pessoal	(6.334)	(6.475)	(5.341)	(5.568)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(3.424)	(2.669)	(2.864)	(2.214)
Depreciação, depleção e amortização	(1.044)	(787)	(983)	(727)
Total	(10.802)	(9.931)	(9.188)	(8.509)

Despesas gerais e administrativas de R\$ 10.802, R\$ 871 superiores a 2024 (R\$ 9.931), decorrentes, principalmente de:

- Maiores gastos com serviços de terceiros, com destaque para os serviços de processamento de dados, relacionados às iniciativas de inovação digital e desenvolvimento tecnológico; e
- Reajustes salariais e processo de avanço de nível de cargos dos empregados.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos menores custos com o benefício do plano de saúde em 2025, reflexo do reconhecimento da revisão atuarial referente à alteração da coparticipação do benefício em 2024.

11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(14.837)	(14.061)	(14.472)	(13.981)
Programas de remuneração variável ⁽¹⁾	(7.556)	(4.935)	(6.829)	(4.298)
Planos de pensão e saúde (inativos) ⁽²⁾	(7.349)	(11.827)	(7.289)	(11.732)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(5.670)	(5.395)	(5.841)	(5.118)
Acordo coletivo de trabalho	(2.694)	(40)	(2.571)	(10)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.851)	(1.243)	(1.797)	(1.210)
Equalização de gastos - AIP ⁽³⁾	(1.501)	(78)	(1.501)	(78)
Despesas operacionais com termelétricas	(1.214)	(1.181)	(1.236)	(1.201)
Perdas de créditos esperadas sobre outros recebíveis	(401)	(1.547)	(383)	(1.502)
Resultado com derivativos de <i>commodities</i>	117	217	42	(83)
Resultado com alienações e baixa de ativos	134	1.171	91	795
Subvenções e assistências governamentais	888	826	878	812
Multas aplicadas a clientes	904	1.192	842	1.190
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.302	1.482	1.302	1.482
Multas aplicadas a fornecedores	1.524	1.336	1.509	1.322
Resultados com operações em parcerias de E&P	1.807	2.660	1.807	2.660
Resultado de atividades não fim	2.548	1.415	4.045	2.884
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	2.921	(15.745)	2.921	(15.745)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	3.407	1.938	3.405	1.954
Outros	309	(557)	(320)	(1.191)
Total	(27.212)	(44.372)	(25.397)	(43.050)

(1) Composto por Participação nos lucros ou resultados (PLR) e Programa de prêmio por desempenho (PRD), conforme nota explicativa 19.1.

(2) Para mais informações vide nota explicativa 19.3 - Benefícios pós-emprego.

(3) Para mais informações vide nota explicativa 27.1 - Acordos de Individualização da Produção.

Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, negativas em R\$ 27.212, R\$ 17.160 inferiores quando comparado às do exercício de 2024 (R\$ 44.372), com destaque para:

- Efeito positivo no resultado de 2025 relacionado ao desmantelamento de áreas: deve-se, em grande parte, ao ganho nos campos em processo de devolução, reflexo da valorização do real frente ao dólar, que impacta positivamente as estimativas de custo em dólar, além da revisão das tarifas e ao aumento da taxa de desconto que resulta no menor valor presente do passivo. Esses fatores contribuíram para uma receita em 2025, quando comparado à despesa registrada na revisão anual de 2024 (Para mais informações sobre provisão para desmantelamento de áreas, vide nota explicativa 21); e
- Redução de despesas com o benefício do plano de saúde, reflexo da revisão atuarial referente à alteração de coparticipação do benefício em 2024.

12. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Receitas financeiras	8.286	10.488	12.891	12.326
Receitas com aplicações financeiras e títulos públicos	6.050	8.072	3.035	3.835
Receita financeira FIDC-NP	-	-	7.332	6.195
Outros	2.236	2.416	2.524	2.296
Despesas financeiras	(24.064)	(32.093)	(49.143)	(51.867)
Despesas com financiamentos	(12.147)	(11.560)	(37.862)	(32.630)
Despesas com arrendamentos	(14.792)	(12.235)	(14.226)	(11.623)
Encargos financeiros capitalizados	11.439	8.478	11.439	8.474
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(7.358)	(5.362)	(7.335)	(5.317)
Adesão à transação tributária ⁽¹⁾	-	(9.600)	-	(9.600)
Outros	(1.206)	(1.814)	(1.159)	(1.171)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	20.749	(60.866)	22.137	(62.458)
Variações cambiais ⁽²⁾	27.075	(46.500)	28.638	(48.121)
Real x dólar	27.978	(46.765)	28.625	(48.098)
Outras moedas	(903)	265	13	(23)
Reclassificação do <i>hedge accounting</i> ⁽²⁾	(12.043)	(16.246)	(12.223)	(16.191)
Adesão à transação tributária ⁽¹⁾	-	(1.451)	-	(1.451)
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar	(247)	(1.359)	(238)	(1.347)
Atualização monetária de impostos a recuperar	1.210	505	680	653
Outros	4.754	4.185	5.280	3.999
Total	4.971	(82.471)	(14.115)	(101.999)

(1) Para mais informações vide nota explicativa 18.3.

(2) Para mais informações, vide notas explicativas 33.3.1.a. e 33.3.1.c.

Resultado financeiro líquido positivo de R\$ 4.971, representando uma melhora de R\$ 87.442 em relação ao resultado financeiro, líquido, negativo de 2024 (R\$ 82.471), em razão de:

- Melhor resultado com variação monetária e cambial, ocasionada, basicamente, por ganhos líquidos com a variação cambial, refletindo, principalmente, a valorização de 11,1% do real frente ao dólar em 2025 sobre a exposição passiva em dólar, quando comparada à desvalorização de 27,9% em 2024; e
- Despesas financeiras líquidas, inferiores, com destaque para despesas relacionadas aos efeitos da adesão à transação tributária, em 2024, encerrando disputas judiciais sobre contencioso fiscal. Compensadas, em parte, por maiores despesas com arrendamentos, devido, principalmente, ao aumento do passivo 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 - 2025

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	332.813	469.543	48.462	1.883	(355.152)	497.549
Intersegmentos	331.524	6.040	17.559	29	(355.152)	-
Terceiros	1.289	463.503	30.903	1.854	-	497.549
Custo dos produtos e serviços vendidos	(156.389)	(433.901)	(26.967)	(1.688)	358.394	(260.551)
Lucro bruto	176.424	35.642	21.495	195	3.242	236.998
Despesas	(30.699)	(19.886)	(19.319)	(21.224)	-	(91.128)
Vendas	(5)	(12.630)	(16.220)	(99)	-	(28.954)
Gerais e administrativas	(333)	(2.228)	(724)	(7.517)	-	(10.802)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(6.758)	-	-	-	-	(6.758)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(3.740)	(61)	(57)	(956)	-	(4.814)
Tributárias	(571)	(980)	(27)	(2.663)	-	(4.241)
Reversão (perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(10.109)	1.690	(3)	75	-	(8.347)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(9.183)	(5.677)	(2.288)	(10.064)	-	(27.212)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro	145.725	15.756	2.176	(21.029)	3.242	145.870
Resultado financeiro líquido	-	-	-	4.971	-	4.971
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	319	(774)	253	(40)	-	(242)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	146.044	14.982	2.429	(16.098)	3.242	150.599
Tributos sobre o lucro	(49.547)	(5.357)	(740)	16.752	(1.102)	(39.994)
Lucro líquido do exercício	96.497	9.625	1.689	654	2.140	110.605
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	96.510	9.625	1.501	353	2.140	110.129
Acionistas não controladores	(13)	-	188	301	-	476
Lucro líquido do exercício	96.497	9.625	1.689	654	2.140	110.605

Demonstração consolidada do resultado por segmento de negócio - 2024

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
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 - <i>Impairment</i>	(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 tributos sobre o lucro	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
Tributos sobre o lucro	(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
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	97.870	6.683	3.895	(69.112)	(2.327)	37.009

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento de negócio - 2025

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Total
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(12.661)	(1.584)	(483)	(109)	(14.837)
Programas de remuneração variável	(3.466)	(1.725)	(391)	(1.974)	(7.556)
Planos de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(7.349)	(7.349)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(3.764)	(1.762)	(72)	(72)	(5.670)
Acordo coletivo de trabalho	(1.222)	(632)	(117)	(723)	(2.694)
Resultado com alienações e baixa de ativos	58	(40)	42	74	134
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.302	-	-	-	1.302
Resultado de atividades não fim	2.518	(48)	7	71	2.548
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	2.921	-	-	-	2.921
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	3.132	208	31	36	3.407
Outras	1.999	(94)	(1.305)	(18)	582
Total	(9.183)	(5.677)	(2.288)	(10.064)	(27.212)

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento de negócio - 2024

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Total
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(12.984)	(420)	(540)	(117)	(14.061)
Programas de remuneração variável	(2.150)	(1.202)	(260)	(1.323)	(4.935)
Planos de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(11.827)	(11.827)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(2.099)	(2.241)	(160)	(895)	(5.395)
Acordo coletivo de trabalho	(5)	(31)	-	(4)	(40)
Resultado com alienações e baixa de ativos	1.231	260	85	(405)	1.171
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.482	-	-	-	1.482
Resultado de atividades não fim	1.466	(172)	32	89	1.415
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(15.745)	-	-	-	(15.745)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	1.811	51	3	73	1.938
Outras	3.308	389	(1.498)	(574)	1.625
Total	(23.685)	(3.366)	(2.338)	(14.983)	(44.372)

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

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Total
2025	65.241	15.067	3.143	937	84.388
2024	49.899	13.412	2.989	733	67.033

13.2. Informações por segmento - Ativo

Ativo consolidado por segmento de negócio - 31.12.2025

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	13.340	52.714	1.960	91.448	(19.436)	140.026
Não circulante	843.470	122.760	29.247	87.886	-	1.083.363
Realizável a longo prazo	51.274	17.007	802	72.747	-	141.830
Investimentos	1.605	149	942	328	-	3.024
Imobilizado	780.341	104.836	27.057	12.390	-	924.624
Em operação	596.594	90.973	24.179	8.626	-	720.372
Em construção	183.747	13.863	2.878	3.764	-	204.252
Intangível	10.250	768	446	2.421	-	13.885
Ativo	856.810	175.474	31.207	179.334	(19.436)	1.223.389

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Ativo consolidado por segmento de negócio - 31.12.2024

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
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

Prática contábil

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

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

Os segmentos de negócio da companhia divulgados separadamente são:

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

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

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

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

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

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P e do mercado doméstico, além de importar petróleo para a mistura na carga das refinarias da companhia, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo nos mercados domésticos e internacionais, aproveitando os diferenciais de preços existentes entre o custo de processamento do petróleo no Brasil e o custo de importação de produtos derivados de petróleo. O segmento de RTC também realiza aquisição de gás natural do segmento de G&EBC.

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

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

c) Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC): contempla as atividades de comercialização de gás natural, energia elétrica e de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia através de usinas termelétricas, bem como o processamento de gás natural. O segmento contempla também negócios de energias renováveis, serviço de baixo carbono (CCUS) e a produção e venda de biodiesel de seus coprodutos.

A receita de vendas intersegmentos é oriunda, principalmente, de transferência de gás natural processado para o segmento RTC, mensurada a preço interno de transferência e de processamento de gás natural para o segmento de E&P, mensurado a preço interno de transferência.

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

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de venda de gás natural processado para as distribuidoras de gás e consumidores livres, a geração e comercialização de energia elétrica, bem como, o processamento de gás para terceiros.

d) Corporativo e outros negócios: são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas, além dos negócios de distribuição. Itens corporativos incluem principalmente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, contas a receber, perdas de crédito esperadas, resultados com derivativos (exceto os de commodities que são apresentados nos respectivos segmentos), overhead relativo à administração central e outras despesas, incluindo despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos assistidos. Os outros negócios incluem a distribuição de derivados no exterior (América do Sul).

14. Contas a receber

14.1. Contas a receber, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Terceiros				
Recebíveis de contratos com clientes	25.534	23.398	15.722	14.559
Outras contas a receber				
Recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa	6.231	10.383	6.231	10.383
Arrendamentos	1.242	1.848	-	135
Outros recebíveis	6.565	3.664	5.969	2.888
Subtotal - Terceiros	39.572	39.293	27.922	27.965
Partes relacionadas				
Recebíveis de contratos com clientes - Investidas	422	726	16.516	31.714
Aplicações em direitos creditórios - FIDC-NP	-	-	54.686	82.951
Subtotal - Partes relacionadas (nota explicativa 34)	422	726	71.202	114.665
Total do contas a receber	39.994	40.019	99.124	142.630
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(9.796)	(10.151)	(6.100)	(6.063)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(54)	(11)	(54)	(11)
Total do contas a receber, líquidas	30.144	29.857	92.970	136.556
Circulante	25.461	22.080	88.627	129.592
Não circulante	4.683	7.777	4.343	6.964

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 2025 totalizou R\$ 2.213 (R\$ 2.579 em 31 de dezembro de 2024).

O saldo de recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa está relacionado, principalmente, ao *earnout* dos campos de Sépia e Atapu no montante de R\$ 2.191 (R\$ 3.147 em 31 de dezembro de 2024), pelas vendas do campo de Roncador de R\$ 1.464 (R\$ 2.185 em 31 de dezembro de 2024) e do Polo Potiguar de R\$ 862 (R\$ 1.345 em 31 de dezembro de 2024).

O aumento no saldo das contas a receber, líquidas, em 2025 de R\$ 287, deve-se, principalmente, ao reconhecimento de recebíveis relacionados à equalização de gastos decorrente da redeterminação da jazida compartilhada de Tupi (nota explicativa 27.1), parcialmente compensado pela redução dos recebíveis provenientes de desinvestimentos.

Em 2025, o prazo médio das contas a receber de contratos de clientes terceiros no mercado interno é de aproximadamente 2 dias para venda de derivados (mesmo prazo em 2024). O prazo de recebimento de venda de petróleo no mercado interno, em 2025, varia entre 20 e 85 dias (entre 20 e 27 dias em 2024). As exportações de óleo combustível têm prazo de recebimento entre 3 e 19 dias, enquanto as exportações de petróleo têm prazo entre 10 e 14 dias (entre 11 e 15 dias para óleo combustível e entre 9 e 13 dias para petróleo, em 2024).

14.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	Consolidado				Controladora			
	31.12.2025		31.12.2024		31.12.2025		31.12.2024	
	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE
A vencer	28.970	(483)	27.948	(1.041)	21.510	(479)	21.431	(1.023)
Vencidos:								
Até 3 meses	362	(175)	1.316	(466)	329	(174)	1.221	(463)
De 3 a 6 meses	255	(135)	391	(141)	241	(134)	353	(133)
De 6 a 12 meses	708	(587)	184	(111)	667	(569)	170	(106)
Acima de 12 meses	9.277	(8.416)	9.454	(8.392)	5.175	(4.744)	4.790	(4.338)
Total	39.572	(9.796)	39.293	(10.151)	27.922	(6.100)	27.965	(6.063)

14.3. Perdas de crédito esperadas – Terceiros e Partes Relacionadas

Movimentação	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Saldo inicial	10.162	7.821	6.074	4.636
Adições	879	1.836	835	1.807
Reversões	(444)	(318)	(444)	(308)
Baixas	(312)	(63)	(311)	(61)
Ajuste acumulado de conversão	(435)	886	-	-
Saldo final	9.850	10.162	6.154	6.074
Circulante	2.233	1.891	1.952	1.646
Não circulante	7.617	8.271	4.202	4.428

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 cento e vinte dias.

15. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Petróleo	17.339	16.379	12.208	12.751
Derivados de petróleo	12.667	13.382	12.123	12.735
Intermediários	3.173	2.627	3.174	2.627
Gás Natural e Gás Natural Liquefeito (GNL)	619	628	409	628
Biocombustíveis	161	134	53	25
Fertilizantes	57	7	58	8
Total de produtos	34.016	33.157	28.025	28.774
Materiais, suprimentos e outros	11.157	8.393	10.657	8.000
Total	45.173	41.550	38.682	36.774

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 2025, de R\$ 3.623, refere-se, principalmente, às aquisições de peças e materiais para manutenção rotineira e consumo nas operações e almoxarifados, especialmente nas refinarias e nos ativos de produção. Adicionalmente, o estoque de petróleo reflete maior produção, parcialmente compensada por menores custos com participações governamentais, redução das cotações internacionais, menor participação do petróleo importado, de custo unitário mais elevado, e maiores volumes exportados.

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 2025, houve constituição de provisão para perdas de R\$ 17 (reversão de R\$ 214 em 31 de dezembro de 2024).

Em 31 de dezembro de 2025, a companhia possui um volume de estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro (TCF) relativos aos Planos de Pensão PPSP-R, PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70, assinados em 2008 com a Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros, no valor estimado de R\$ 4.326 (R\$ 4.712 em 31 de dezembro de 2024).

Prática contábil

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

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

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

16. Pagamentos antecipados

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Adiantamentos para imobilizado	22.795	13.319	22.498	13.022
Despesas antecipadas	2.407	2.172	1.619	1.695
Outros adiantamentos	688	707	634	630
Partes relacionadas (nota explicativa 34.1)	-	-	1.463	1.542
Total	25.890	16.198	26.214	16.889
Circulante	2.573	2.234	1.848	1.839
Não circulante	23.317	13.964	24.366	15.050

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo é composto, principalmente, por adiantamentos para imobilizado relativos à construção de plataformas (P-80, P-82, P-83, P-84 e P-85) e de equipamentos, além de adiantamentos para aquisição dos direitos da União nas jazidas de Mero (3,5%) e Atapu (0,95%), em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda., no âmbito do leilão de áreas não contratadas realizado pela Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA. A assinatura dos contratos está prevista para março de 2026.

Os contratos vinculados à construção de plataformas e equipamentos possuem garantias associadas capazes de cobrir os adiantamentos realizados pela Petrobras. Essas garantias incluem fianças bancárias, cartas de crédito, seguro garantia e/ou garantias corporativas.

O aumento do saldo de pagamentos antecipados em 2025, de R\$ 9.692, refere-se, principalmente, ao adiantamento para aquisição dos direitos nas jazidas de Mero e Atapu realizado em dezembro de 2025.

17. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Terceiros no país	28.048	22.644	26.845	21.401
Terceiros no exterior	12.599	14.917	5.929	8.879
Partes relacionadas (nota explicativa 34.1)	301	98	9.297	9.461
Total	40.948	37.659	42.071	39.741

Em 31 de dezembro de 2025, o prazo médio de pagamento no Brasil é de 31 dias (mesmo prazo em 2024), enquanto para fornecedores no exterior o prazo médio é de 37 dias para produtos importados e de 26 dias para demais bens e serviços (31 dias para produtos importados e de 25 dias para demais bens e serviços em 2024), aproximadamente.

O aumento do saldo de fornecedores em 2025, de R\$ 3.289, refere-se, principalmente, às maiores aquisições a prazo líquidas de pagamentos, de serviços de transporte marítimo e comercialização de petróleo e derivados, além de valores a pagar por Acordos de Individualização da Produção.

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 acrescentam 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 2025, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de R\$ 733 (R\$ 832 em 31 de dezembro de 2024), com prazo de pagamento entre 7 e 93 dias e prazo médio ponderado de 55 dias (prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 58 dias em 2024), após atendidas as condições comerciais contratadas.

18. Tributos

18.1. Tributos sobre o lucro

No Brasil, 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. Os lucros auferidos no exterior por controlada, direta ou indireta, ou coligada, são considerados na apuração das despesas com tributos sobre o lucro no Brasil, mediante aplicação das alíquotas de IRPJ e CSLL.

No exterior, os tributos sobre o lucro são calculados com base na alíquota de 25,8% do Corporate Income Tax (CIT), na Holanda, alíquota de 15% do Corporate Alternative Minimum Tax (CAMT), nos Estados Unidos da América, além da tributação global do Pillar II, conforme nota explicativa 18.1.4.

Balanco Patrimonial

	31.12.2025		Consolidado 31.12.2024		31.12.2025		Controladora 31.12.2024	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Correntes	5.629	10.278	4.521	11.955	5.339	7.436	4.224	7.377
Diferidos	5.586	34.965	5.710	9.100	-	39.684	-	14.254
Total	11.215	45.243	10.231	21.055	5.339	47.120	4.224	21.631

Demonstração de Resultado

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

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	150.599	54.730	146.940	49.658
Tributos sobre o lucro às alíquotas nominais (34%)	(51.204)	(18.608)	(49.959)	(16.884)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio	7.531	7.373	7.531	7.373
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	7.527	5.140	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior ⁽¹⁾	(2.880)	(2.902)	(2.880)	(2.902)
Incentivos fiscais	1.252	591	1.252	590
Efeitos da taxação mínima entre países - Pillar II (nota explicativa 18.1.4)	(1.213)	(551)	-	-
Ajustes de preços de transferência para transações entre partes relacionadas no exterior	(502)	(560)	(502)	(560)
Prejuízos fiscais	(191)	476	-	265
Multas relacionadas a adesão tributária	-	(780)	-	(780)
Benefício pós-emprego ⁽²⁾	(2.232)	(7.177)	(2.154)	(7.043)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(85)	(1.196)	8.032	6.522
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos débitos tributários	558	619	557	617
Outros	1.445	(146)	1.312	(250)
Tributos sobre o lucro	(39.994)	(17.721)	(36.811)	(13.052)
Correntes	(35.099)	(40.824)	(32.413)	(36.508)
Diferidos	(4.895)	23.103	(4.398)	23.456
Alíquota efetiva dos tributos sobre o lucro	26,6%	32,4%	25,1%	26,3%

(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) Inclui tratamentos fiscais incertos, vide nota explicativa 18.1 - Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro.

18.1.1. Correntes

Tributos sobre o lucro - a recuperar

	Consolidado					
	Ativo Circulante		Ativo Não Circulante		Total	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
No país	3.591	2.510	2.008	1.976	5.599	4.486
No exterior	30	35	-	-	30	35
Total	3.621	2.545	2.008	1.976	5.629	4.521

Os tributos sobre o lucro no país correspondem, basicamente, a créditos fiscais decorrentes do processo de apuração do IRPJ e da CSLL referentes aos anos-calendário de 2023 e 2024, bem como a saldos negativos apurados, principalmente, nos anos-calendário de 2017 a 2019. Tais créditos são atualizados pela taxa Selic. Os créditos relativos a saldos negativos foram objeto de pedidos de restituição junto à Receita Federal do Brasil (RFB) e estão apresentados no ativo não circulante.

O saldo apresentou aumento em função, principalmente, da constituição de créditos de IRPJ e CSLL relativos ao exercício de 2024, além da atualização da Selic de créditos de IRPJ e CSLL.

Tributos sobre o lucro - a recolher

	Consolidado					
	Passivo Circulante		Passivo Não Circulante		Total	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
No país						
Imposto de renda e contribuição social ⁽¹⁾	4.318	4.324	2.155	2.046	6.473	6.370
Programas de regularização de débitos federais	329	303	1.013	1.238	1.342	1.541
	4.647	4.627	3.168	3.284	7.815	7.911
No exterior ⁽¹⁾	2.463	4.044	-	-	2.463	4.044
Total	7.110	8.671	3.168	3.284	10.278	11.955

(1) Inclui tratamentos fiscais incertos, vide nota explicativa 18.1.3.

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

O saldo do passivo circulante reduziu em R\$ 1.561 devido, principalmente: (i) às reversões das provisões de CIT, líquidas, sobre o ganho de capital na alienação de ativos da PNBV e de outras subsidiárias na Holanda, considerando o estágio das discussões com as autoridades fiscais holandesas; e (ii) à variação cambial de controladas sediadas no exterior.

18.1.2. Diferidos

Movimentação	Consolidado	
	2025	2024
Saldo inicial	(3.390)	(48.148)
Reconhecido no resultado	(4.895)	23.103
Reconhecido no patrimônio líquido	(18.751)	21.263
Ajuste acumulado de conversão	(184)	430
Utilização de créditos fiscais	(2.268)	(34)
Outros	109	(4)
Saldo final	(29.379)	(3.390)
Tributos diferidos sobre o lucro – Ativos	5.586	5.710
Tributos diferidos sobre o lucro – Passivos	(34.965)	(9.100)

O saldo de tributos diferidos passivos, líquidos, aumentou em 2025, principalmente, pelas variações cambiais de empréstimos, contas a pagar e financiamentos.

Composição

		Consolidado	
Natureza	Fundamento para realização	31.12.2025	31.12.2024
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(35.607)	(38.926)
Imobilizado - Impairment	Amortização, baixa de ativos e reversão Impairment	24.505	21.440
Imobilizado - Direito de uso	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(69.310)	(52.745)
Imobilizado - Depreciação acelerada, linear x unidade produzida e encargos capitalizados	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(104.908)	(99.340)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	(3.657)	16.322
Arrendamentos	Apropriação da contraprestação	78.808	67.058
Provisão para desmantelamento de áreas	Pagamento e reversão da provisão	54.785	56.462
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	Pagamento e reversão da provisão	5.793	5.068
Prejuízos fiscais	Compensação do lucro tributável	3.964	6.046
Estoques	Venda, baixa e perda	2.492	2.628
Benefícios concedidos a empregados, principalmente plano de pensão	Pagamento e reversão da provisão	8.727	7.368
Outros		5.029	5.229
Total		(29.379)	(3.390)

Realização

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do PN 2026-2030, 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 2026-2030.

Em 31 de dezembro de 2025, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Consolidado	
	Ativos	Passivos
2026	862	(7.616)
2027	294	(4.422)
2028	400	697
2029	454	4.463
2030	418	6.619
2031 em diante	3.158	35.224
Parcela registrada contabilmente	5.586	34.965

Em 31 de dezembro de 2025, a companhia possui prejuízos fiscais não utilizados e não reconhecidos como ativo fiscal diferido, conforme a seguir:

	Consolidado	
	Ativos	
	31.12.2025	31.12.2024
País	222	23
Exterior	2.603	3.931
Parcela não registrada contabilmente	2.825	3.954

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					
	2027-2029	2030-2032	2033-2035	2036-2038	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	84	121	1.466	606	326	2.603

18.1.3. Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Em 31 de dezembro de 2025, a companhia possui tratamentos fiscais incertos provisionados no balanço patrimonial, totalizando R\$ 3.379 (R\$ 4.748 em 31 de dezembro de 2024), 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, vinculados 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\$ 25.151 (R\$ 33.408 em 31 de dezembro de 2024), relacionados a processos judiciais e administrativos, em especial ao tratamento de lucros de controladas domiciliadas no exterior, conforme detalhado na nota explicativa 20.3.

A companhia também possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos de tributos sobre o lucro, no valor de R\$ 27.026 (R\$ 26.468 em 31 de dezembro de 2024), 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 considera 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.

Desta forma, em 31 de dezembro de 2025, as posições fiscais incertas, no país e no exterior, perfazem o montante de R\$ 55.556 (R\$ 64.624 em 31 de dezembro de 2024), para as quais a Petrobras seguirá defendendo sua posição.

18.1.4. Tributação Mínima Global (Pillar II)

Em dezembro de 2021, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) divulgou as regras modelo do Pillar 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 a Espanha promulgaram nova legislação tributária para implementar as regras do Pilar II, com vigência a partir de janeiro de 2024 e Cingapura a partir de janeiro de 2025.

Em 2025, foi reconhecida uma despesa de imposto de renda de R\$ 1.213 milhões (R\$ 551 milhões em 31 de dezembro de 2024), 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).

O Brasil implementou o Imposto Adicional Doméstico, em janeiro de 2025, conhecido como "adicional à CSLL", aplicável apenas a empresas brasileiras. A Petrobras não identificou valor devido a título desse imposto adicional em 2025 pelas regras aplicáveis no Brasil.

A companhia aplica o disposto nas emendas ao IAS 12 – Tributos sobre o lucro, e não contabiliza impostos diferidos em relação aos eventuais impactos do Pillar 2 e do adicional à CSLL, ou seja, não reconhece ativos ou passivos fiscais diferidos relacionados a tributação mínima global.

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. A despesa do exercício é reconhecida no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido, compreendendo os impostos correntes e diferidos.

a) Tributos sobre o lucro correntes

Os tributos sobre o lucro 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) Tributos diferidos sobre o lucro

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.

Este reconhecimento refere-se a 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).

Os tributos sobre o lucro são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes, bem como 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.

18.2. Impostos, contribuições e participações governamentais

18.2.1. Impostos e contribuições - a recuperar

	31.12.2025	Ativo circulante 31.12.2024	31.12.2025	Consolidado Ativo não circulante 31.12.2024
No país				
PIS e COFINS	1.405	4.674	7.104	6.215
PIS e COFINS diferido	1.947	1.786	8.041	6.441
PIS e COFINS - Inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo	-	-	3.638	3.651
ICMS	1.762	994	2.833	2.695
ICMS diferido	2.028	1.863	1.258	1.014
Outros impostos e contribuições	152	275	107	162
	7.294	9.592	22.981	20.178
No exterior	232	38	1	147
Total	7.526	9.630	22.982	20.325

Programa de integração social (PIS) e Contribuição para financiamento da seguridade social (COFINS)

Refere-se a créditos de PIS e COFINS a recuperar relacionados aos materiais, bens e serviços adquiridos e utilizados como insumos na elaboração de produtos, bens e serviços geradores das receitas sujeitas à incidência destas contribuições e de créditos oriundos principalmente de pedidos de restituição de indébitos junto à Receita Federal do Brasil (RFB).

A parcela do diferido refere-se, 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.

O saldo referente à inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo decorre de ações ordinárias ajuizadas contra a União, que foram julgadas procedentes e transitadas em julgado. Essas ações tratam da recuperação dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, conforme Lei 9.718/1998, referentes ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Os processos judiciais a receber possuem decisões favoráveis à companhia, aguardando a conclusão das etapas finais relativas à homologação e confirmação dos cálculos no Judiciário.

Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação (ICMS)

Refere-se a créditos a recuperar decorrentes de saldos positivos na apuração do ICMS de acordo com os livros fiscais de unidades operacionais, créditos oriundos dos pagamentos do ICMS nas operações de importação de combustíveis derivados de petróleo, créditos resultantes das operações de remessas de produtos para armazenagem em estabelecimentos de terceiros e créditos decorrentes de pedidos de restituições de créditos extemporâneos e indébitos, compensados de acordo com a legislação de cada estado.

A parcela do ICMS diferido é originada pela aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, que são compensados na razão de 1/48 avos, sendo totalmente amortizados em 4 anos.

18.2.2. Impostos, contribuições e participações governamentais - a recolher

	31.12.2025	Passivo Circulante 31.12.2024	31.12.2025	Consolidado Passivo Não Circulante (1) 31.12.2024
No país:				
Participações governamentais	7.701	9.345	306	539
ICMS	7.101	5.670	-	-
PIS e COFINS	2.450	2.311	979	829
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	1.808	1.823	-	-
Outros impostos e contribuições	1.833	1.046	496	496
	20.893	20.195	1.781	1.864
No exterior	73	141	-	-
Total	20.966	20.336	1.781	1.864

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

Participações governamentais

São compensações financeiras devidas pelas empresas que produzem óleo e gás natural no território brasileiro. Essas compensações são compostas pelos royalties, participação especial, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área, além dos valores referentes ao acordo com a ANP para encerramento de processo judicial envolvendo o recálculo de participações governamentais 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.

18.3. Adesão à Transação Tributária no exercício de 2024

Em junho de 2024, a Petrobras aderiu ao Edital de Transação PGFN-RFB 6/2024, encerrando disputas judiciais relacionadas a tributos sobre remessas ao exterior, resultantes de contratos de afretamento de embarcações e prestação de serviços, regularizando débitos de CIDE, PIS e COFINS de 2008 a 2013. A adesão ao Edital trouxe benefícios econômicos, evitando custos com garantias judiciais, e incluiu um desconto de 65% sobre o valor total do débito. O pagamento da transação tributária foi concluído no segundo semestre de 2024.

Os efeitos da adesão resultaram em uma despesa de R\$ 10.390 no resultado consolidado de 2024, líquido dos ressarcimentos de parceiros em consórcios de E&P que aprovaram a adesão à transação.

	Consolidado 31.12.2024
Despesa tributária	3.595
Resultado financeiro líquido	11.051
Imposto de renda e contribuição social	(4.256)
Efeito total no resultado	10.390

18.4. Programa de Recuperação Fiscal – REFIS

Em outubro de 2025, a Petrobras aderiu ao Programa de Pagamento Incentivado de Débitos Fiscais instituído pelo Estado da Bahia por meio da Lei 14.936/2025, com o objetivo de encerrar contingências tributárias materializadas. Os efeitos do programa impactaram o resultado do exercício em R\$ 801, sendo, principalmente, R\$ 728 em despesas tributárias.

18.5. Reforma Tributária

A Lei Complementar 214/2025 instituiu a Reforma Tributária (Reforma) sobre o consumo, promovendo a substituição de cinco tributos (PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS) por um novo modelo composto pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência estadual e municipal, pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de âmbito federal, e pelo Imposto Seletivo (IS). O IBS e a CBS apresentam as principais características de um Imposto sobre Valor Agregado (IVA), como base ampla de incidência, não cumulatividade, não compõe a própria base de cálculo (cobrança por fora), legislação uniforme, isenção para exportações e incidência sobre importações.

O REPETRO, um regime tributário especial para a indústria de óleo e gás no Brasil, foi mantido, com suspensão da incidência de IBS e CBS, enquanto o IS passou a incidir sobre bens minerais extraídos, com alíquotas limitadas a 0,25% para minerais e zeradas para o gás natural usado como insumo industrial ou como combustível de transporte. Para combustíveis, foi estabelecido um regime específico que prevê a incidência única de IBS e CBS sobre produtos como gasolina, etanol, diesel, biodiesel, GLP, entre outros, conforme ato conjunto da ANP e do Comitê Gestor do IBS.

A implementação da Reforma teve início em 1º de janeiro de 2026, com a aplicação de alíquotas-teste do IBS e da CBS. Em 2027, está prevista a implantação integral da CBS, a extinção do PIS e da COFINS e o possível início da cobrança do IS. Entre 2029 e 2032, haverá redução gradual das alíquotas de ICMS e ISS, enquanto a do IBS será progressivamente ampliada, até a extinção total de ICMS e ISS em 2033, consolidando o novo sistema tributário sobre o consumo.

No que se refere aos créditos fiscais de PIS, COFINS e ICMS registrados no ativo em 31 de dezembro de 2025, a companhia avalia que esses créditos permanecem válidos, conforme dispositivos constitucionais do período de transição, não havendo previsão de extinção ou impedimento à sua recuperação em decorrência da Reforma.

Apesar dos avanços da Reforma, ainda permanecem incertezas relevantes quanto à definição das alíquotas dos novos tributos, à regulamentação de regimes especiais para determinados setores, à operacionalização dos créditos tributários, à implementação de mecanismos como o split payment e à edição de regras complementares para setores regulados, o que impede a realização de uma estimativa confiável dos impactos da Reforma.

Em razão dessas incertezas, os impactos da Reforma somente serão conhecidos após o processo de regulamentação dos temas que ainda carecem de definição. Consequentemente, não há qualquer efeito dessas mudanças nas demonstrações financeiras da Petrobras em 31 de dezembro de 2025.

19. 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	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Passivo				
Benefícios de curto prazo	14.977	9.395	13.522	8.264
Benefícios rescisórios	497	447	497	447
Benefícios pós-emprego	90.016	70.577	88.427	69.227
Total	105.490	80.419	102.446	77.938
Circulante	20.937	14.337	19.500	13.222
Não circulante	84.553	66.082	82.946	64.716
Total	105.490	80.419	102.446	77.938

19.1. Benefícios de curto prazo

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Provisão de férias	3.355	3.215	2.997	2.875
Participação nos lucros ou resultados	3.727	2.379	3.638	2.308
Programa de prêmio a empregados	3.944	2.161	3.285	1.621
Salários, encargos e outras provisões	3.951	1.640	3.602	1.460
Total	14.977	9.395	13.522	8.264
Circulante	14.888	9.203	13.451	8.088
Não circulante ⁽¹⁾	89	192	71	176
Total	14.977	9.395	13.522	8.264

(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	
	2025	2024	2025	2024
Demonstração de resultado				
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros ⁽¹⁾	(23.826)	(19.619)	(21.335)	(17.460)
Honorários e encargos de Administradores	(94)	(76)	(41)	(40)
Programas de remuneração variável ⁽²⁾	(7.556)	(4.935)	(6.829)	(4.298)
Programa de prêmio por desempenho - PRD ⁽³⁾	(3.862)	(2.548)	(3.234)	(2.032)
Participação nos lucros ou resultados - PLR ⁽³⁾	(3.694)	(2.387)	(3.595)	(2.266)
Total	(31.476)	(24.630)	(28.205)	(21.798)

(1) Inclui o valor do abono aprovado em Acordo Coletivo reconhecido como Outras receitas (despesas) operacionais líquidas - nota explicativa 11.

(2) Inclui complemento/reversão de programas anteriores.

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

19.1.1. 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 2025 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. Esse programa representa a principal prática de remuneração variável da companhia, abrangendo também os ocupantes de função gratificada, e prevendo 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 regramento 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;
- 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 2025, esse limite foi de 6,25% do lucro líquido conforme o percentual médio de atingimento das metas.

No exercício de 2025, a Petrobras:

- Pagou o valor de R\$ 2.351 (R\$ 2.265 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\$ 3.678 referente ao exercício de 2025 (R\$ 2.387 em 2024), registrado em outras despesas operacionais. Na controladora, a provisão foi de R\$ 3.595 (R\$ 2.266 em 2024).

Programa de prêmio por desempenho - PRD

O Programa de 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, e a obtenção de lucro líquido no exercício. O total utilizado para pagamento a todos os participantes é limitado a um percentual do Lucro Líquido e/ou do EBITDA. Esse programa é complementar a PLR.

No exercício de 2025, a Petrobras:

- Pagou o valor de R\$ 2.076 (R\$ 1.570 na controladora) referente, aos programas de prêmio, considerando o cumprimento de métricas de desempenho da companhia e o desempenho individual dos empregados.
- Provisionou o valor de R\$ 3.865 (R\$ 2.548 em 2024) referente ao exercício de 2025, 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\$ 3.224 (R\$ 2.032 em 2024).

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.

19.2. 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.

Programas de desligamento voluntário

A companhia possui programas de desligamento voluntário (PDV) para empregados que já estavam aposentados pelo INSS, e tinham data de início do benefício igual ou anterior a 12 de novembro de 2019, e programas de desligamento específicos.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de R\$ 497 (R\$ 447 em 2024) corresponde a 906 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2027.

19.3. 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	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Passivo				
Plano de saúde – AMS Saúde Petrobras	64.166	46.433	62.597	45.214
Subtotal - plano de saúde	64.166	46.433	62.597	45.214
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	15.041	14.175	15.041	14.175
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	5.208	4.824	5.208	4.824
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	2.823	2.444	2.823	2.444
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	2.758	2.345	2.758	2.345
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	20	356	-	225
Subtotal - planos de pensão	25.850	24.144	25.830	24.013
Total	90.016	70.577	88.427	69.227
Circulante	5.701	5.001	5.701	5.001
Não circulante	84.315	65.576	82.726	64.226

19.3.1. 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 de 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 do plano e no ACT, sendo, atualmente, 70% pela companhia e 30% pelos participantes. Essa relação de custeio foi retomada a partir de abril de 2024, por meio de aditivo ao acordo coletivo de trabalho com as entidades sindicais.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2025, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado no quadro (a) do item 19.3.2 – 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 as normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*), 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 normas contábeis internacionais 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 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 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 Termomacaé.

O Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), originalmente estabelecido pela companhia em julho de 1970, foi cindido em 2018 nos planos PPSP-R e PPSP-NR. 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.
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 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.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP2	PP3
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\$ 502 em 31/12/2025.	N/A	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 179 em 31/12/2025.	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\$ 539 em 31/12/2025.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 3.281 em 31/12/2025.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 2.942 em 31/12/2025.	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) Compromissos já registrados nas demonstrações financeiras da Petrobras, compondo o registro do valor de passivo atuarial.

Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2025, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 19.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

19.3.2. 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 (no caso dos planos de pensão) 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 2025, o aumento do passivo atuarial com planos de benefícios pós-emprego refere-se, basicamente, à perda atuarial de R\$ 15.620, reconhecida no patrimônio líquido, com a remensuração do passivo decorrente das variações de premissas atuariais entre 2025 e 2024, principalmente pelo aumento da taxa de variação dos custos médicos hospitalares – VCMH e pela redução da taxa de desconto.

Informações sobre as variações das principais premissas aplicadas à revisão atuarial estão dispostas no quadro da nota 19.3.6 – Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

			Planos de pensão		Plano de saúde	Consolidado 2025
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total	
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	64.558	20.760	6.202	64.166	155.686	
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(46.694)	(12.794)	(6.182)	-	(65.670)	
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	17.864	7.966	20	64.166	90.016	
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo no início do exercício	16.619	7.169	356	46.433	70.577	
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	2.043	896	34	6.771	9.744	
Custo do serviço corrente	16	6	-	919	941	
Custo dos juros líquidos	2.027	890	34	5.852	8.803	
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	1.336	583	(292)	13.993	15.620	
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	1.336	583	(292)	13.993	15.620	
Efeito caixa	(2.134)	(682)	(78)	(3.031)	(5.925)	
Pagamento de contribuições	(1.973)	(589)	(78)	(3.031)	(5.671)	
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(161)	(93)	-	-	(254)	
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	17.864	7.966	20	64.166	90.016	

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

			Planos de pensão		Plano de saúde	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 no início do exercício	22.950	8.713	873	46.772	79.308	
Reconhecido no resultado - custeio 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) Efeito da alteração da relação de custeio conforme nota explicativa 19.3.1.

b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

	Consolidado 2025				
			Planos de pensão	Plano de saúde	Total
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	AMS - Saúde Petrobras	
Movimentação					
Valor presente das obrigações no início do exercício	61.875	20.015	5.407	46.433	133.730
Reconhecido no resultado	7.670	2.477	670	6.771	17.588
Custo dos juros	7.654	2.471	670	5.852	16.647
Custo do serviço	16	6	-	919	941
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	582	183	486	13.993	15.244
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(533)	(130)	346	(826)	(1.143)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	(24)	(68)	(92)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	1.115	313	164	14.887	16.479
Outros	(5.569)	(1.915)	(361)	(3.031)	(10.876)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.691)	(1.944)	(452)	(3.031)	(11.118)
Contribuições de participantes	122	29	91	-	242
Valor presente das obrigações no fim do exercício	64.558	20.760	6.202	64.166	155.686

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

	Consolidado 2024				
			Planos de pensão	Plano de saúde	Total
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	AMS - Saúde Petrobras	
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)	(3.510)	(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.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Consolidado 2025				
			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	45.256	12.846	5.051	-	63.153
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	5.627	1.581	636	-	7.844
Receita de juros	5.627	1.581	636	-	7.844
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(754)	(400)	778	-	(376)
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	(754)	(400)	778	-	(376)
Efeito caixa	2.134	682	78	3.031	5.925
Contribuições pagas pela companhia	1.973	589	78	3.031	5.671
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	161	93	-	-	254
Outros movimentos	(5.569)	(1.915)	(361)	(3.031)	(10.876)
Contribuições de participantes	122	29	91	-	242
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.691)	(1.944)	(452)	(3.031)	(11.118)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	46.694	12.794	6.182	-	65.670

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

					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.

Ativos do plano - gestão de investimentos

A Fundação Petros prepara anualmente Políticas de Investimento (PI) específicas para cada plano seguindo dois modelos:

- para Plano Petros 2, o cumprimento da meta atuarial de menor valor em risco; e
- 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

Categorias dos ativos dos planos	2025						Consolidado 2024
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%	
Recebíveis	-	5.363	5.363	8%	5.908	9%	
Renda fixa	17.334	36.124	53.458	81%	49.106	78%	
Títulos públicos	1.914	36.111	38.025		38.103		
Fundos de renda fixa	13.681	-	13.681		7.194		
Outros investimentos	1.739	13	1.752		3.809		
Renda variável	765	941	1.706	3%	2.961	5%	
Ações à vista	765	-	765		2.007		
Outros investimentos	-	941	941		954		
Investimentos Estruturados	761	154	915	2%	1.069	2%	
Imóveis	-	2.647	2.647	4%	2.590	4%	
	18.860	45.229	64.089	98%	61.634	98%	
Empréstimos a participantes	-	1.581	1.581	2%	1.519	2%	
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	18.860	46.810	65.670	100%	63.153	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 2025, os investimentos incluem ações ordinárias, no valor de R\$ 3, todas emitidas pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 126, pagos no ano.

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

	Planos de pensão		Plano de Saúde		Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	(129)	(32)	(5)	(2.229)	(2.395)
Relativa aos inativos (outras despesas operacionais)	(1.914)	(864)	(29)	(4.542)	(7.349)
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2025	(2.043)	(896)	(34)	(6.771)	(9.744)
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2024	(2.133)	(810)	(80)	(12.765)	(15.788)

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

19.3.3. Contribuições

No exercício de 2025, a companhia contribuiu com o total de R\$ 5.925 (R\$ 5.408 no exercício de 2024) para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 19.3.2. Adicionalmente, contribuiu com R\$ 1.330 (R\$ 1.297 no exercício de 2024) para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e R\$ 10 (R\$ 10 no exercício de 2024) 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 2026, somam R\$ 2.734. A parcela de contribuição definida do Plano Petros 2 soma R\$ 1.372.

19.3.4. 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 2025.

			Plano de pensão	Plano de Saúde AMS - Saúde Petrobras	2025	2024
Perfil de vencimento do valor presente das obrigações	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2		Total	Total
Até 1 ano	5.883	2.021	465	3.092	11.461	10.381
De 1 a 5 anos	24.685	7.872	1.878	16.284	50.719	44.801
De 6 a 10 anos	16.302	4.958	1.279	14.879	37.418	32.111
De 11 a 15 anos	10.363	2.943	848	11.071	25.225	21.489
Acima de 15 anos	7.325	2.966	1.732	18.840	30.863	24.948
Total	64.558	20.760	6.202	64.166	155.686	133.730

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

19.3.5. 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	9,66 anos	6,42 anos	9,44 anos	6,33 anos

19.3.6. 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:

					2025 Plano de saúde
				Planos de pensão	AMS - Saúde Petrobras
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) ⁽¹⁾	11,53%	11,54%	11,72%	11,73%	11,47%
Taxa real de desconto	7,25%	7,26%	7,43%	7,44%	7,19%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) ⁽²⁾	Para 2026: 5,43% 2027 em diante: 4,56%	Para 2026: 5,28% 2027 em diante: 4,42%	n/a	n/a	Para 2026: 7,58% 2027 em diante: 6,70%
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares ⁽³⁾	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, desagravada em 10%
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022, desagravada em 40%
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, desagravada em 20%	Experiência Petros 2014	MI-85, masculina, desagravada em 10%
Idade de entrada na aposentadoria	Homens 56,40 Mulheres 55,48	Homens 57,65 Mulheres 55,79	n/a	n/a	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 60

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,99% para 2026 e atingindo 3,25% de 2030 em diante.

(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseada 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					2024 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, desagravada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposentadoria. Assisted: 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, desagravada 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, baseada no plano de cargos e salários.

(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.4.

19.3.7. 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	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(6.430)	7.912	(6.280)	7.578	8.880	(7.033)
Custo do serviço e juros	70	(36)	(372)	445	1.340	(1.053)

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 cálculo 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.

20. Processos judiciais e contingências

20.1. 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 fiscais, incluindo: (i) cobrança de ICMS – óleo bunker envolvendo vários estados; (ii) não homologação de compensações de tributos federais, incluindo glosa de créditos de PIS e COFINS; e (iii) contribuições previdenciárias – não recolhimento sobre abonos e gratificações.
- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) reclamações trabalhistas diversas; e (ii) ações de terceirizados.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) 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, bem como processos administrativos e judiciais que discutem diferença de participação especial e royalties em campos de petróleo diversos; (iii) ações que discutem temas afeitos a planos de previdência complementar geridos pela Petros; e (iv) ações que discutem indenizações relacionadas à desapropriação e servidão de passagem.
- 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, no estado de São Paulo.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Processos trabalhistas	3.803	3.937	3.593	3.665
Processos fiscais	4.057	2.474	3.830	2.315
Processos cíveis	8.808	9.936	8.617	9.400
Processos ambientais	1.213	1.196	1.125	1.071
Total	17.881	17.543	17.165	16.451

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Saldo inicial	17.543	16.000	16.451	14.855
Adição, líquida de reversão	5.818	2.556	5.943	2.309
Utilização	(5.586)	(3.997)	(5.364)	(3.522)
Atualização	195	2.904	135	2.809
Outros	(89)	80	-	-
Saldo final	17.881	17.543	17.165	16.451

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2025, 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 2025, a adição no passivo decorre, principalmente, das alterações ocorridas nos seguintes casos:

- R\$ 2.457 na provisão de litígios de natureza tributária referentes a cobranças de ICMS - óleo bunker;
- R\$ 1.338 na provisão de litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais; e
- R\$ 339 na provisão referente a ações trabalhistas.

Esses efeitos foram compensados, principalmente, por: (i) celebração do acordo para encerrar o litígio com a EIG, conforme detalhado na nota explicativa 20.4.3; (ii) R\$ 749 de multas por descumprimento de obrigações acessórias transferidos para perda remota; e (iii) R\$ 541 referentes a ações coletivas que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR), conforme detalhado na nota explicativa 20.3.2.

20.2. 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	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	55.972	50.694	55.779	50.519
Trabalhistas	4.617	4.812	4.381	4.588
Cíveis	20.370	16.680	20.336	16.653
Ambientais e outros	551	559	537	522
Total	81.510	72.745	81.033	72.282

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Saldo inicial	72.745	71.390	72.282	70.968
Adição, líquido de reversão	2.991	5.358	2.939	5.093
Utilização ⁽¹⁾	(1.044)	(8.031)	(996)	(7.786)
Atualização financeira	6.824	3.981	6.814	3.962
Outros	(6)	47	(6)	45
Saldo final	81.510	72.745	81.033	72.282

(1) Em 2024, inclui R\$ 6.653 referentes 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 afretamento de embarcações ou plataformas, conforme nota explicativa 18.

Em 2025, a companhia realizou depósitos judiciais líquidos de reversão no montante de R\$ 2.991, com destaque para os depósitos e a natureza das contingências vinculadas:

- R\$ 3.861 referentes a IRPJ e CSLL pela não adição dos lucros de controladas e coligadas domiciliadas no exterior à base de cálculo do IRPJ e CSLL da controladora;

- R\$ 2.805 referentes à incidência de PIS e COFINS sobre programas de anistias tributárias;
- R\$ 1.562 referentes a valores de Participação Governamental relacionados à unificação de campos de produção (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça);
- R\$ 945 referentes a contribuições previdenciárias – abonos e gratificações; e
- R\$ 529 referentes a contratos de prestação de serviço, com destaque para contratos de distribuição de gás para as Usinas Termelétricas.

Esses efeitos foram compensados, principalmente, por R\$ 6.406 referentes ao resgate dos depósitos judiciais sobre incidência de CIDE, PIS e COFINS relacionados a afretamento de plataformas.

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 2025, a capacidade de produção compromissada no NJP totalizava R\$ 7.795 (R\$ 13.362 em 31 de dezembro de 2024).

20.3. 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 2025, 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	
	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	136.375	132.970
Trabalhistas	10.244	40.034
Cíveis	70.276	67.559
Ambientais e outros	7.673	8.038
Total	224.568	248.601

20.3.1. 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 – PIS, COFINS, Contribuição previdenciária, IRRF, CIDE, ICMS e outros	Estimativa	
	2025	2024
Autor: Receita Federal do Brasil.		
1) Glosa de créditos e dedução da base de cálculo de PIS e COFINS, incluindo contratos de ship or pay e afretamentos de aeronaves e embarcações.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de novo auto de infração.	24.846	17.880
2) 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 2025, o acréscimo se deu, em especial, em razão do recebimento de novo auto de infração e da inscrição em dívida ativa em um dos processos.	8.579	6.750

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

3) 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. Em 2025, o acréscimo se refere à atualização monetária.

7.677 6.990

4) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE e PIS/COFINS-Importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações.

Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A redução do valor em 2025 ocorreu em razão da exclusão do valor da multa de ofício, de forma definitiva. O valor remanescente do assunto (IRRF e juros) permanece em discussão na ação judicial em curso.

6.551 10.539

5) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. O acréscimo de valor em 2025, se deu, em especial, pelo recebimento de novo despacho decisório de não homologação.

3.244 2.411

6) 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. Em 2025, o acréscimo se refere à atualização monetária.

2.815 2.698

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, PA, MA, PE, AM, CE e SE.**7) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas.**

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, houve, em especial, o recebimento de novo auto de infração e a alteração de expectativa de algumas contingências.

2.070 2.653

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, RO, PE e RS.**8) 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 2025, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de novos autos de infração.

13.351 6.551

Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de AM, MT e RJ.**9) 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. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.

5.837 5.390

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de RJ, AM, MG, BA, PB, SP e ES.**10) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.**

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária e à alteração de expectativa de algumas contingências.

2.394 1.945

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM e PA.**11) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.**

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, a redução de valor se deu, em especial, à decisões favoráveis que se tornaram definitivas e à adesão à anistia do estado da Bahia.

2.528 4.627

Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE e PR.**12) 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 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.

3.497 3.188

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, DF, ES e GO.**13) Apropriação de crédito de ICMS – Monofasia incidente na aquisição de mercadorias**

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas. Em 2025, o acréscimo de valor se deu, em especial, ao novo auto de infração recebido e à atualização monetária.

4.788 3.929

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, CE e PB.**14) Cobrança de ICMS relativos a Fundos Estaduais.**

Situação atual: Os processos se encontram em fases judiciais diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.

3.707 3.368

Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis/RJ.**15) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo.**

Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, o acréscimo de valor se deu, em especial, às novas ações judiciais movidas pelo Município de Angra dos Reis/RJ.

2.251 1.632

16) Processos diversos de natureza fiscal.

17.089 19.011

Total de processos de PIS, COFINS, Contribuição previdenciária, IRRF, CIDE, ICMS e outros

111.224 99.562

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Descrição dos processos de natureza fiscal – Tributos sobre o lucro

	2025	Estimativa 2024
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 2025, houve acréscimo em virtude de atualização monetária, compensada por redução do valor de multa de ofício em um processo.	21.205	21.164
2) IRPJ e CSLL Ganho de Capital na alienação e amortização de ágio na aquisição de participações societárias.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas. Em 2025, a redução de valor se deu, em especial, à decisão favorável proferida em um dos processos, que se tornou definitiva.	2.150	2.965
3) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência – Contratos de afretamento.		
Situação atual: Os processos estão em fase administrativa. Em 2025, a redução de valor se deu, em especial, à decisão favorável proferida em um dos processos, que se tornou definitiva, e a alteração de expectativa de algumas contingências.	-	7.477
4) Processos diversos de natureza fiscal.	1.796	1.802
Total de processos de tributos sobre o lucro	25.151	33.408
Total de processos de natureza fiscal	136.375	132.970

Descrição dos processos de natureza trabalhista

	2025	Estimativa 2024
Autor: Empregados e Sindicatos representantes dos Empregados (SINDIPETROS).		
1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR).		
Situação atual: Em março de 2024 o Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela companhia é válida e está conforme o negociado com os Sindicatos, tendo o Tribunal Superior do Trabalho (TST), em maio de 2025, adotado o mesmo entendimento, pacificando o entendimento favorável à companhia. Em 2025, a redução se refere, em especial, à reavaliação da expectativa para perda remota, considerando a uniformização do entendimento favorável à companhia e à baixa de valores decorrentes de decisões, favoráveis à Petrobras transitadas em julgado.	32	30.553
2) Processos diversos de natureza trabalhista.		
Situação atual: Processos diversos de natureza trabalhista, com destaque para: ações movidas por empregados e ex-empregados da companhia, bem como pelos sindicatos que os representam; ações movidas por empregados e ex-empregados de empresas contratadas, bem como pelos sindicatos que os representam; e ações movidas pelo Ministério Público do Trabalho (MPT).	10.212	9.481
Total de processos de natureza trabalhista	10.244	40.034

Descrição dos processos de natureza cível

	2025	Estimativa 2024
Autor: Diversos fornecedores de bens e prestadores de serviços.		
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 2025, houve aumento de valor, em especial, em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	21.324	20.552
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP		
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça e unificar os Campos de Berbigão e Sururu, gerando assim impactos no recolhimento de Participação Especial (PE).		
Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo. Em 2025, 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. Após a retomada da arbitragem, o Tribunal Arbitral proferiu decisão permitindo que a companhia apresente garantia financeira para as parcelas futuras de participações especiais, o que vem sendo realizado desde o 3º trimestre de 2025;		
b) Baúna 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 controvertidos, que continuam ocorrendo. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu, até o momento, pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem;		
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. O procedimento arbitral está em curso, tendo sido proferida decisão liminar permitindo a apresentação de garantia financeira para a diferença de participações especiais decorrentes da unificação dos campos.	21.345	16.634

Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e outras agências reguladoras.		
3) Processos administrativos e judiciais que discutem:		
a) Diferença de participação especial e royalties em campos diversos;		
b) Multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Também inclui discussão de multas aplicadas por outras agências reguladoras.		
Situação atual: As questões envolvem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, a redução se refere, em especial, à alteração dos índices de atualização monetária e juros, decorrente da aplicação dos parâmetros da Lei 14.905/2024 e da jurisprudência consolidada do STJ.		
	10.945	11.537
Autor: Federações e Sindicatos, empregados e assistidos da Petros.		
4) Ações coletivas e individuais que discutem temas afeitos a planos de previdência complementar geridos pela Petros.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, a redução se refere, em especial, à alteração dos índices de atualização monetária e juros, decorrente da aplicação dos parâmetros da Lei 14.905/2024 e da jurisprudência consolidada do STJ.		
	7.887	12.053
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 2025, o acréscimo se refere, em especial, à reclassificação de expectativa de perda em um processo.		
	3.074	1.633
6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem e responsabilidade civil.		
	5.701	5.150
Total de processos de natureza cível	70.276	67.559

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa	
	2025	2024
Autor: Diversos autores, com destaque para Ministério Público Federal, Ministérios Públicos Estaduais e órgãos ambientais, como IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, órgãos estaduais e municipais.		
1) Processos diversos de natureza ambiental, com destaque para ação por supostos danos a pescadores em virtude das operações da companhia, multas relativas às operações da companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36. A redução do valor em 2025 ocorreu, em especial, pelo trânsito em julgado de decisão judicial favorável à Petrobras.		
	7.673	8.038
Total de processos de natureza ambiental	7.673	8.038

20.3.2. RMNR - Remuneração mínima por nível e regime de trabalho

A RMNR consiste em uma remuneração mínima garantida aos empregados, baseada no nível salarial, regime e condição de trabalho e localização geográfica. Essa política de remuneração foi criada e implantada pela Petrobras em 2007 por meio de negociação coletiva com representantes sindicais, e aprovada em assembleias dos empregados, sendo a fórmula de cálculo do complemento dessa remuneração mínima adotada pela companhia posteriormente questionada judicialmente por empregados e Sindicatos.

O Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu, em março de 2024, que a fórmula de cálculo utilizada pela companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O TST publicou, em maio de 2025, acórdão da decisão que seguiu o posicionamento do STF, revogando seu posicionamento anterior.

Diante da uniformização do entendimento judicial no TST, a companhia passou a classificar os processos coletivos de RMNR com a expectativa de perda remota. Paralelamente, o Judiciário encerrou diversos processos com decisões favoráveis à companhia, o que ocasionou a redução do passivo. Em 2025, a redução de valor em perda possível de R\$ 30.521 se deve, principalmente, ao encerramento definitivo, com decisão favorável à companhia, de ação coletiva da base sindical do Norte Fluminense.

Em 31 de dezembro de 2025, por conta da diversidade de questões processuais específicas, subsistem processos judiciais relacionados à RMNR refletidos nas demonstrações financeiras da companhia, sendo R\$ 6 (R\$ 546 em 31 de dezembro de 2024) classificados como perda provável, reconhecidos no passivo como provisão para processos judiciais e administrativos, e R\$ 32 (R\$ 30.553 em 31 de dezembro de 2024) classificados como perda possível.

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

20.4.1. Ação coletiva na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, a Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Roterdã, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras. A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores.

Em 26 de maio de 2021, a Corte Distrital de Roterdã decidiu que a ação coletiva deveria prosseguir e que a cláusula de arbitragem do Estatuto Social da Petrobras não impede que acionistas da companhia tenham acesso ao Poder Judiciário holandês e tenham seus interesses representados pela Fundação. Não obstante, estão excluídos do escopo da ação os interesses dos investidores que já tenham iniciado arbitragem contra a Petrobras ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem.

Em 30 de outubro de 2024, após a manifestação das partes sobre a prova técnica, a Corte Distrital de Roterdã 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, a Corte Distrital de Roterdã rejeitou as alegações da Fundação de acordo com as leis brasileira e argentina, o que resultou 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, a Corte Distrital de Roterdã 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 do período de julho de 2005 a fevereiro de 2015; ii) prescrição de pedidos formulados de acordo com a legislação espanhola.

A Petrobras, a Fundação e a PGF recorreram da sentença e das decisões intermediárias anteriores e seus recursos estão pendentes de julgamento.

Mesmo em relação aos 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 e a PGF poderão 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 do Poder Judiciário holandês, 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 de apelação de Haia 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 STF.

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

20.4.2. 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 Damnificados Asociación Civil, antes denominada Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa ("Associação"), teve seguimento negado. A Associação 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 Associação 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 Associação 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, em 03 de setembro de 2025, o Juízo de primeira instância reconheceu a prescrição da ação penal e determinou o seu arquivamento. A sentença de extinção da ação penal foi proferida após a decisão do Tribunal de Apelações em 03 de abril de 2025, que revogou a decisão anterior de processamento da Petrobras e o embargo cautelar anteriormente ordenado. Em 02 de março de 2026, a segunda instância da Justiça argentina rejeitou o recurso da Associação contra a sentença de extinção da ação penal. Esta decisão é recorrível.

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 Damnificados Asociación Civil perante a Corte Comercial, em 25 de março de 2025, a 1ª instância da Justiça argentina encerrou a ação por considerar que não havia fato relevante que devesse ser informado nos termos da legislação local. Como não houve recurso, a decisão transitou em julgado.

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

A EIG Energy Fund XIV, L.P. e afiliadas ("EIG") ajuizaram em maio de 2016 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 7 de março de 2025, a Petrobras e a EIG celebraram acordo para encerrar o litígio entre as partes. Nos termos do acordo, a Petrobras pagou à EIG o montante de US\$ 283 milhões, ao passo que a EIG requereu o encerramento da ação em trâmite na Corte Distrital de Colúmbia e o cancelamento da medida cautelar de bloqueio de ativos da Petrobras obtidos na Holanda, não havendo quaisquer disputas judiciais entre as partes a respeito do tema. Adicionalmente, a EIG renunciou a qualquer direito relacionado à disputa.

O acordo não constituiu reconhecimento de culpa ou de prática de atos irregulares pela Petrobras e atendeu aos melhores interesses da companhia e de seus acionistas, tendo em vista as peculiaridades da legislação norte-americana, aplicável ao julgamento da causa, bem como o estágio processual e as características de litígios nas Cortes Federais dos Estados Unidos.

20.5. 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.

21. Provisão para desmantelamento de áreas

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Terra	3.714	3.053	3.134	2.447
Águas rasas	44.600	44.996	44.600	44.996
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	70.145	74.740	70.145	74.740
Pré-sal	38.430	39.464	38.430	39.464
Total	156.889	162.253	156.309	161.647
Circulante	16.233	10.500	16.127	10.426
Não circulante	140.656	151.753	140.182	151.221

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Saldo inicial	162.253	112.330	161.647	111.828
Revisão de provisão	(3.288)	54.647	(3.341)	54.624
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	548	(2.167)	548	(2.167)
Utilização	(9.787)	(7.894)	(9.756)	(7.800)
Atualização de juros	7.234	5.207	7.211	5.162
Outros	(71)	130	-	-
Saldo final	156.889	162.253	156.309	161.647

A redução no saldo total da provisão no ano de 2025 decorre, principalmente, da: (i) valorização do real frente ao dólar, com impacto nas estimativas dos custos em dólar; (ii) revisão das tarifas das atividades relativas ao descomissionamento de poços e equipamentos; e (iii) aumento da taxa de desconto real ajustada ao risco para 4,66% a.a. (4,56% em 2024).

A utilização da provisão em 2025, no valor de R\$ 9.787, aumentou em relação a 2024 (R\$ 7.894), em função de maiores realizações de descomissionamentos, principalmente nos campos de Guaricema e Piranema, que estão em processo de devolução junto à ANP.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

As estimativas de vencimento das obrigações estão apresentadas a seguir:

Vencimento	Consolidado					
	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante
Provisão para desmantelamento	16.233	13.259	11.332	10.097	8.288	97.680
Total	16.233	13.259	11.332	10.097	8.288	97.680

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

	Reflexo na provisão para desmantela- mento	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	(9.569)	(8.663)	(906)
Redução de 0,5 ponto percentual	10.536	9.615	921

(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.

22. Outros ativos e passivos

Ativo	Item	Consolidado		Controladora	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	3.768	4.647	3.453	4.179
Operações com derivativos	(b)	563	181	321	109
Ativos relativos a parcerias de negócio	(c)	1.513	2.342	2.092	5.545
Outros		814	1.719	562	519
Total		6.658	8.889	6.428	10.352
Circulante		4.928	7.365	4.844	8.978
Não circulante		1.730	1.524	1.584	1.374

Passivo	Item	Consolidado		Controladora	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(d)	5.159	5.657	5.157	5.655
Retenções contratuais	(e)	5.078	3.785	4.926	3.668
Adiantamentos de clientes	(f)	1.744	1.671	1.495	1.355
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(g)	2.785	4.215	2.491	3.884
Impostos e contribuições	(h)	1.781	1.864	1.781	1.864
Dividendos não reclamados	(i)	1.029	1.708	1.029	1.708
Operações com derivativos	(b)	723	799	481	666
Obrigações oriundas de aquisição de participação societária	(j)	866	806	866	806
Credores diversos		779	610	777	605
Outros		2.320	2.566	1.415	2.540
Total		22.264	23.681	20.418	22.751
Circulante		12.825	13.652	11.276	12.045
Não circulante		9.439	10.029	9.142	10.706

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) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.
- c) Disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.
- d) 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.
- e) 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.
- f) Valores referentes ao recebimento antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços.
- g) 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.
- h) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 18.
- i) 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.
- j) 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.

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	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	15.389	283.650	150.990	222.434	171.454	843.917	858.561
Custo acumulado	24.119	600.426	187.751	417.094	262.342	1.491.732	1.444.141
Depreciação e impairment acumulado ⁽⁴⁾	(8.730)	(316.776)	(36.761)	(194.660)	(90.888)	(647.815)	(585.580)
Adições	223	1.161	96.736	921	76.130	175.171	172.690
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	(367)	-	(367)	(420)
Juros capitalizados	-	-	11.366	-	-	11.366	11.366
Baixas	(3)	(238)	(3.191)	(587)	(209)	(4.228)	(3.376)
Transferências ⁽⁵⁾	(2.074)	40.878	(50.386)	21.434	5	9.857	9.871
Transferências para ativos mantidos para venda	(2)	-	1	(243)	-	(244)	(688)
Depreciação, amortização e depleção	(520)	(31.942)	-	(27.328)	(42.605)	(102.395)	(105.608)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(18)	(4.184)	(2.482)	(2.043)	(1.408)	(10.135)	(10.246)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	171	453	1.253	11	70	1.958	1.848
Ajuste acumulado de conversão	(6)	(13)	(35)	(220)	(2)	(276)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2025	13.160	289.765	204.252	214.012	203.435	924.624	933.998
Custo acumulado	24.304	638.620	235.241	429.060	320.640	1.647.865	1.599.726
Depreciação e impairment acumulado ⁽⁴⁾	(11.144)	(348.855)	(30.989)	(215.048)	(117.205)	(723.241)	(665.728)

	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	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	13.006	282.776	104.166	195.745	147.081	742.774	759.569
Custo acumulado	22.434	572.111	152.344	362.175	217.033	1.326.097	1.279.761
Depreciação e impairment acumulado ⁽⁴⁾	(9.428)	(289.335)	(48.178)	(166.430)	(69.952)	(583.323)	(520.192)
Adições	131	2.076	83.250	568	57.973	143.998	145.102
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	38.902	-	38.902	38.879
Juros capitalizados	-	-	8.410	-	-	8.410	8.406
Baixas	(40)	(276)	(1.637)	(49)	(364)	(2.366)	(2.431)
Transferências ⁽⁵⁾	2.688	27.402	(41.320)	14.269	79	3.118	3.081
Transferências para ativos mantidos para venda	3	142	(27)	(2.343)	418	(1.807)	(1.654)
Depreciação, amortização e depleção	(421)	(26.683)	-	(19.823)	(33.525)	(80.452)	(83.074)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(11)	(2.679)	(1.976)	(5.264)	(277)	(10.207)	(10.083)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	25	834	66	117	66	1.108	766
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	858.561
Custo acumulado	24.119	600.426	187.751	417.094	262.342	1.491.732	1.444.141
Depreciação e impairment acumulado ⁽⁴⁾	(8.730)	(316.776)	(36.761)	(194.660)	(90.888)	(647.815)	(585.580)

(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 transferências de adiantamentos a fornecedores.

As adições em ativos em construção, no exercício de 2025, devem-se, principalmente, aos investimentos em desenvolvimento da produção dos campos de Búzios, da Bacia de Santos, da Bacia do Espírito Santo e da Bacia de Campos. Já as adições em direito de uso referem-se principalmente ao FPSO Almirante Tamandaré no campo de Búzios, FPSO Alexandre de Gusmão no campo de Mero, sondas para operações de E&P e prorrogação do contrato de afretamento do FPSO Cidade Angra dos Reis no campo de Tupi, tendo o respectivo reflexo 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	23 (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	15 (entre 1 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 e impairment acumulado	Saldo em 31.12.2025
até 5 anos	35.471	(27.620)	7.851
6 - 10 anos	48.883	(34.762)	14.121
11 - 15 anos	27.645	(17.006)	10.639
16 - 20 anos	164.819	(113.387)	51.432
21 - 25 anos	164.332	(59.666)	104.666
26 - 30 anos	64.996	(28.196)	36.800
30 anos em diante	29.626	(13.966)	15.660
Método da Unidade Produzida	126.027	(65.123)	60.904
Total	661.799	(359.726)	302.073
Edificações e benfeitorias	23.179	(10.871)	12.308
Equipamentos e outros bens	638.620	(348.855)	289.765

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			Total	Total
	Plataformas	Embarcações	Imóveis e outros		
31.12.2025					
Custo acumulado	157.460	146.541	16.639	320.640	335.512
Depreciação e impairment acumulado	(36.822)	(74.791)	(5.592)	(117.205)	(125.383)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(60.067)	(1.546)	(61.613)	(60.771)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(36.822)	(6.461)	-	(43.283)	(43.785)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(8.263)	(4.046)	(12.309)	(20.827)
Total	120.638	71.750	11.047	203.435	210.129
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

Prática contábil

Os ativos imobilizados estão demonstrados pelos custos de aquisição ou custos de construção, que compreendem também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação, bem como, quando aplicável, a estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde o ativo está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

Os gastos com grandes manutenções planejadas, efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho das unidades industriais, das unidades marítimas de produção e dos navios, são reconhecidos no ativo imobilizado quando o prazo de campanha for superior a doze meses e houver previsibilidade das campanhas. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção. Os gastos com as manutenções que não atendem a esses requisitos são reconhecidos como despesas no resultado do exercício.

As peças de reposição e os sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizados em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidos e depreciados junto com o bem principal.

Os encargos financeiros sobre empréstimos diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos são capitalizados como parte dos custos desses ativos.

No caso de recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, os encargos financeiros são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento.

A companhia cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja concluído. Geralmente, a capitalização dos juros é suspensa, entre outros motivos, quando os ativos qualificáveis não recebem investimentos significativos por período igual ou superior a 12 meses.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada, cuja vida útil não seja inferior à vida do campo (tempo de exaustão das reservas), são depletados pelo método das unidades produzidas, incluindo direitos e concessões como o bônus de assinatura.

Pelo método de unidades produzidas, a taxa de depleção é calculada com base na produção mensal do respectivo campo produtor em relação a sua respectiva reserva provada desenvolvida, exceto para o bônus de assinatura, cuja taxa é calculada considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor da área a que o bônus de assinatura se refere.

Os ativos depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que são revisadas anualmente e demonstradas na nota explicativa 23.2, são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo; (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás. Os terrenos não são depreciados.

Os ativos de direito de uso são apresentados como ativo imobilizado e, de acordo com as vidas úteis de seus respectivos ativos subjacentes e as características dos contratos de arrendamento (prazo, transferência do ativo ou exercício de opção de compra), são depreciados pelo método linear com base nos prazos contratuais.

23.4. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural operados pela Petrobras

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Petrobras não realizou a devolução de campos à ANP. Em 2024, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP do campo de Cachalote, que possuía perda integral por *impairment*.

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 7,21% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 (7,19% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2024).

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 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)
Adições	144	1.561	-	1.705	1.539
Juros capitalizados	-	73	-	73	73
Baixas	(103)	(7)	-	(110)	(109)
Transferências	38	18	(4)	52	49
Amortização	(16)	(836)	-	(852)	(817)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(946)	-	-	(946)	(946)
Ajuste acumulado de conversão	3	(1)	-	2	-
Saldo em 31 de dezembro de 2025	9.629	4.136	120	13.885	13.561
Custo acumulado	10.916	11.744	120	22.780	21.728
Amortização e impairment acumulado	(1.287)	(7.608)	-	(8.895)	(8.167)
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 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		

(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.

Blocos na Bacia de Pelotas - 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão

Em 17 de junho de 2025, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em 10 blocos na Bacia Foz do Amazonas e 3 blocos na Bacia de Pelotas, no 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, realizado pela ANP, pelo valor pago de R\$ 139. Mais informações sobre os contratos celebrados em parcerias, vide nota explicativa 27.

24.2. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, foi aprovada a devolução de 2 blocos exploratórios, ES-M-596 e C-M-753, localizados na Bacia do Espírito Santo e na Bacia de Campos, respectivamente, resultando na baixa contábil no valor de R\$ 201. Em 2024, foi aprovada a devolução de 5 blocos exploratórios, resultando na baixa contábil dos respectivos ativos. São eles: ES-M-598 e ES-M-673, localizados na Bacia do Espírito Santo; PAR-T-175, na Bacia do Paraná, totalizando R\$ 109; além dos blocos C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, conforme nota explicativa 25.

Mais informações na nota explicativa 26, sobre atividades de exploração e avaliação de reservas de petróleo e gás.

Prática contábil

Os ativos intangíveis estão demonstrados pelos custos de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

Em regra geral, o valor do bônus de assinatura é reclassificado para conta do ativo imobilizado, pelo seu valor integral, quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para o primeiro campo de 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*)

	2025	Consolidado 2024
Demonstração de Resultado		
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(8.347)	(9.371)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.198)	(1.241)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	23	64
Efeito líquido no resultado do exercício	(9.522)	(10.548)
Reconhecimento de perda	(11.965)	(11.773)
Reversão de perda	2.443	1.225
Balanco Patrimonial		
Imobilizado	(8.177)	(9.099)
Intangível	(946)	(1.239)
Ativos mantidos para venda	(422)	(214)
Investimentos	23	4
Efeito líquido no balanço patrimonial	(9.522)	(10.548)

A companhia avalia a recuperabilidade dos ativos não financeiros anualmente, ou quando existe um indicativo de desvalorização ou de reversão de perdas por *impairment* reconhecidas em exercícios anteriores.

Em 27 de novembro de 2025, a Administração concluiu e aprovou seu PN 26-30, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas de óleo e gás.

25.1. Imobilizado e Intangível

					Consolidado
Ativo ou UGC, por natureza ⁽¹⁾	Valor contábil líquido	Valor recuperável ⁽²⁾	(Perda) Reversão ⁽³⁾	Segmento	Comentários
2025					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	73.174	64.985	(8.786)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Ativos do Complexo de Energias Boaventura	5.880	7.640	1.760	RTC, Brasil	Ver item (b1)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	1.198	-	(1.198)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (d1)
Outros	-	-	(899)	Diversos	
Total 2025			(9.123)		
2024					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	49.526	43.347	(6.882)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	2.564	-	(2.564)	RTC, Brasil	Ver item (c1)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	1.241	-	(1.241)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (d2)
Outros	-	-	349	Diversos	
Total 2024			(10.338)		

(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-impostos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

As estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2025 foram:

Plano de Negócios 2026-2030 (PN 26-30)	2026	2027	2028	2029	2030	Longo prazo
						Média
Brent médio em termos reais (US\$/barrel)	63	70	70	70	70	70
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,79	5,67	5,59	5,52	5,46	5,19

Em 2024, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano de Negócios 2025-2029 (PN 25-29)	2025	2026	2027	2028	2029	Longo prazo
						Média
Brent médio em termos reais (US\$/barrel)	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

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	2025	2024
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,3% a.a.	7,6% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	8,1% a.a.	7,7% a.a.

Em 2025 ocorreram as seguintes alterações nas Unidades Geradoras de Caixa da companhia:

- i) Reingresso do 2º trem de refino da RNEST à UGC Ativos de refino e logística devido à assinatura dos principais contratos para construção das unidades de coqueamento retardado e de hidrotratamento do diesel visando à sua entrada em operação;
- ii) Retorno das unidades de fertilizantes Fafen BA e Fafen SE à Petrobras, após rescisão do contrato de arrendamento com antigo arrendatário, em maio de 2025, e retomada das atividades em setembro de 2025. No novo modelo de negócio, as unidades passam a ter interdependência operacional e de gestão, com geração de caixa unificada, resultando na criação da UGC Fafens;
- iii) Ingresso do Complexo de Energias Boaventura - Utilidades e do Complexo de Energias Boaventura - Refino à UGC Ativos de refino e logística, em função da assinatura dos contratos de serviço para execução das obras visando à sua conclusão;
- iv) Extinção dos campos de Lamarão, Mandacaru e Raia Pintada devido às anexações aos campos de Massapê, Araçás e Raia Manta, respectivamente;
- v) Exclusão do campo de Colpa Caranda da UGC PEB-E&P devido à aprovação de sua devolução definitiva.

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. As premissas-chave e as definições de UGC 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 – 2025

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de R\$ 8.786, predominantemente nas UGCs Marlim Sul (R\$ 3.957), Roncador (R\$ 2.950) e Polo Barracuda e Caratinga (R\$ 446), em função, principalmente, da desvalorização do câmbio da data-base de dezembro de 2025 sobre os fluxos de caixa em dólares e do impacto negativo no fluxo de caixa projetado, devido, principalmente, à postergação do início de produção de projetos e à parada de produção de plataforma.

a2) 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, predominantemente nas 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.

b1) Complexo de Energias Boaventura - 2025

As avaliações dos ativos de refino e das utilidades do Complexo de Energias Boaventura foram efetuadas após a aprovação do projeto, em agosto de 2025, e assinatura dos principais contratos para execução das obras necessárias à conclusão e integração dos referidos ativos à Refinaria Duque de Caxias (Reduc) e, consequentemente, ao parque de refino e logística da Petrobras.

Na avaliação desses ativos foram reconhecidas reversões de perdas por desvalorização no montante de R\$ 1.760 nas UGCs Complexo de Energias Boaventura – Refino e Utilidades, considerando, principalmente, o valor justo dos ativos de refino, líquido de despesas de venda, com classificação no nível 3 da hierarquia e estimado com base em técnica de valor presente, adotando a taxa de desconto de 8,1%. A partir de então, os ativos de refino e os ativos das utilidades do Complexo de Energias Boaventura ingressaram na UGC dos ativos de refino e logística e seus valores recuperáveis passaram a ser testados nesse conjunto.

c1) 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.

d1) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2025

As avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos blocos exploratórios C-M-753 e C-M-789, localizados na Bacia de Campos, e, conseqüentemente, no reconhecimento de perdas de R\$ 1.198, dada a conclusão pelo não desenvolvimento dos respectivos projetos.

d2) 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, conseqüentemente, no reconhecimento de perdas de R\$ 1.241. A Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP em outubro de 2024.

25.1.1. Análise de sensibilidade dos testes de impairment

Os testes de impairment envolvem incertezas relacionadas, entre outros fatores, ao preço médio do Brent e às taxas de desconto utilizadas para cálculo do valor em uso.

Num exercício de sensibilidade do cálculo do valor recuperável dos ativos do segmento E&P Brasil, foram simulados os seguintes cenários de perda ou reversão de perdas:

a) Variação de 10% nos preços do Brent utilizados para cálculo do valor recuperável, impactando a projeção da receita bruta, das participações governamentais e dos tributos sobre o lucro relacionados a esses itens; e

b) Alteração de 1 ponto percentual na taxa de desconto utilizada.

Em ambos os cenários, todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável foram mantidos inalterados. Os resultados são os seguintes:

Item	Cenário	Efeito no impairment	Valor
Brent	Aumento de 10% no preço do Brent	Reversão de perda	10.051
	Redução de 10% no preço do Brent	Perda adicional	(14.135)
Taxa de desconto	Redução de 1 p.p. na taxa de desconto	Reversão de perda	3.035
	Aumento de 1 p.p. na taxa de desconto	Perda adicional	(3.247)

Adicionalmente, abaixo é demonstrada sensibilidade sobre as UGCs que apresentaram valores recuperáveis estimados próximos aos seus valores contábeis e, com isso, estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas por impairment no futuro, em função de alterações significativas nas premissas:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

			Valor recuperável (1)	Sensibilidade
(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis				
Ativos próximos aos seus valores recuperáveis com potencial de impairment - UGCs Marlim Leste e Polo Tartaruga Verde	Segmento	Valor Contábil		
	E&P	24.456	22.963	(1.493)
(1) Perda estimada por <i>impairment</i> , considerando uma redução de 10% no valor recuperável das UGCs.				

As simulações utilizadas acima não são consideradas pela companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados sobre o valor recuperável e a perda de recuperabilidade, tampouco os impactos estimados nas receitas brutas ou no lucro líquido.

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

				Consolidado
Ativo ou grupo de ativos, por natureza (1)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (2)	(Perda) Reversão	Segmento
				2025
Campos de produção de óleo e gás	3.167	2.965	(202)	Exploração e Produção, Brasil
Outros			(220)	-
Total 2025			(422)	
				2024
Campos de produção de óleo e gás	273	2	(271)	Exploração e Produção, Brasil
Outros			57	-
Total 2024			(214)	

(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 2025, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado é principalmente em função do Polo Cherno, devido ao acidente ocorrido na plataforma PCH-1, no segundo trimestre de 2025, gerando perdas de R\$ 319.

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.

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. O efeito dessas avaliações no resultado do exercício está divulgado no início da nota explicativa 25.

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, exceto quando especificamente indicado, o valor em uso 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.

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:

	Consolidado	
	2025	2024
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo ⁽¹⁾		
Imobilizado		
Saldo inicial	9.131	7.321
Adições	5.974	1.816
Baixas	(41)	(134)
Transferências	(545)	(16)
Ajustes acumulados de conversão	(123)	146
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(1.039)	(2)
Saldo final	13.357	9.131
Intangível		
Saldo inicial	9.966	11.197
Adições	237	116
Baixas	(102)	(109)
Transferências	-	1
Ajustes acumulados de conversão	2	-
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(946)	(1.239)
Saldo final	9.157	9.966
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	22.514	19.097

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

As adições ocorridas no ativo imobilizado no exercício de 2025 estão relacionadas, principalmente, à perfuração de poços, associados às áreas exploratórias de ARAM, Búzios e BM-S-24, na Bacia de Santos, Norte de Brava, Albacora, Sudoeste de Tartaruga Verde e Alto de Cabo Frio Central, na Bacia de Campos, e FZA-M-59 na Foz do Amazonas.

Em 2025, o reconhecimento de perdas no imobilizado (R\$ 1.039) refere-se principalmente a poços na Colômbia e São Thomé e Príncipe, de empresas do grupo PIB BV, dada a conclusão pelo não desenvolvimento dos respectivos projetos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

No Intangível houve reconhecimento de perdas (R\$ 946) pela avaliação da não economicidade dos blocos exploratórios C-M-753 e C-M-789, localizados na Bacia de Campos, com a consequente redução de seus valores recuperáveis (em 2024, o reconhecimento de perdas refere-se aos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos). Maiores detalhes na nota explicativa 25.

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:

	2025	Consolidado 2024
Custos exploratórios reconhecidos no resultado		
Despesas com geologia e geofísica	(4.316)	(2.235)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura) ⁽¹⁾	(2.385)	(2.654)
Penalidades contratuais de conteúdo local	(16)	(38)
Outras despesas exploratórias	(41)	(70)
Total	(6.758)	(4.997)
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	4.357	2.305
Investimentos	6.420	3.148
Total	10.777	5.453

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

Prática contábil

Custos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem-sucedidos, conforme a seguir:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica referentes à fase de exploração e avaliação de óleo e gás, até o momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos;
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no ativo intangível. Quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado. Mais informações na nota explicativa 24, sobre prática contábil do ativo intangível;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos, instalações e demais custos necessários para identificação das viabilidades técnica e comercial são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas à área ou ao bloco exploratório. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração do poço é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados, se o volume de reservas descobertos justificar sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e das viabilidades técnica e comercial do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 26.1 sobre tempo de capitalização;
- Uma comissão interna de executivos técnicos da companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há mais informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás;
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal pela comissão interna de executivos técnicos; e

- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área com reservas provadas (técnica e economicamente viável) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

26.1. Tempo de capitalização

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ⁽¹⁾	2025	2024
Custos de prospecção capitalizados até um ano	4.245	1.923
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	9.112	7.208
Saldo final	13.357	9.131
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	20	18
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	2025	Número de poços
2024	1320	4
2023	1338	2
2022	995	2
2021	218	1
2020 e anos anteriores	5241	16
Saldo total	9.112	25

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

Do total de R\$ 9.112 de custos de prospecção para 20 projetos, que incluem 25 poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 8.098 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\$ 1.014 referem-se às atividades inerentes a perfuração de poços e 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\$ 7.756 (R\$ 7.740 em 31 de dezembro de 2024) 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\$ 7.471 (R\$ 7.669 em 31 de dezembro de 2024) 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\$ 285 (R\$ 71 em 31 de dezembro de 2024) 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 no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2025, a companhia detém participação em 110 consórcios, envolvendo 34 empresas parceiras, sendo a Petrobras operadora em 72 deles. Em 2024, a companhia possuía participação em 95 consórcios e 34 empresas parceiras, atuando como operadora em 64 consórcios.

As parcerias constituídas no Brasil, em 2025, são relativas ao 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, sendo:

- 10 contratos na bacia da Foz do Amazonas, com 50% de participação da Petrobras e 50% da Exxon, sendo a Petrobras operadora em 5 deles; e

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- 3 contratos na bacia de Pelotas, com a Petrobras atuando como operadora com 70% de participação e 30% da Galp (mais informações sobre o bônus de assinatura estão na nota explicativa 24.1 – Intangível).

Adicionalmente, a Petrobras atuará como não operadora em dois novos consórcios no exterior: em São Tomé e Príncipe, por meio da aquisição de 27,5% de participação no Bloco 4, em parceria com a Shell, a Galp e a ANP-STP; e na África do Sul, por meio da aquisição de 10% de participação no bloco DWOB, em consórcio com a TotalEnergies, a QatarEnergy e a Sezigyn Pty.

Em 2024, foram formadas 29 novas parcerias com a Petrobras como operadora, 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.

No exterior, foram constituídas três novas parcerias em São Tomé e Príncipe com a Petrobras atuando como não operadora, por meio da aquisição de participação de 45% nos Blocos 10 e 13 e de 25% no Bloco 11, em parceria com a Shell, a Galp e a ANP-STP.

A atuação 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 nos principais campos onde a Petrobras atua como operadora na parceria:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2025 (kboed)	Regime
Tupi	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10%	672	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	CNODC - 10% CNOOC - 5%	594	Partilha
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	TotalEnergies - 20% Shell - 20% CNODC - 10%	244	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	CNOOC - 10% Equinor - 25%	76	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell - 30% Repsol Sinopec - 25%	67	Concessão
Berbigão ⁽¹⁾	Pré Sal Bacia de Santos	42,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5%	51	Concessão
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	52,5%	Petrogal - 10% Shell - 25% TotalEnergies - 22,5%	32	Partilha
Sépia ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21%	26	Partilha
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Qatar - 21%	19	Concessão
Sépia Leste	Pré Sal Bacia de Santos	80%	Petronas - 50% Petrogal - 20%	18	Concessão
Total				1.799	

(1) Os volumes de produção informados consideram os campos Berbigão e Sururu unificados, a partir de fevereiro de 2025, em conformidade com decisão proferida pela ANP. Ressalte-se, contudo, que tal decisão é objeto de contestação em procedimento arbitral em curso (vide nota explicativa 20.3).

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, que envolvem processos de equalização de gastos e volumes de produção, principalmente relacionados aos campos de Agulhinha, Berbigão, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Pré-Sal de Jubarte, Sapinhoá, Sururu e Tupi.

A companhia mantém estimativa dos valores associados aos AIP submetidos à aprovação da ANP, cuja movimentação está apresentada a seguir:

	Consolidado e controladora	
	2025	2024
Saldo inicial a pagar	3.575	2.238
Adições (baixas) no ativo	(1.288)	1.265
Pagamentos realizados	(1.540)	(6)
Outras despesas (receitas) operacionais	1.501	78
Saldo final a pagar	2.248	3.575

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 2025

a) Jazida Compartilhada do Pré-Sal de Jubarte

Em maio de 2025, foi submetido à ANP o Acordo de Individualização da Produção (AIP) da Jazida Compartilhada do Pré-Sal de Jubarte, localizada na Bacia de Campos, abrangendo as áreas de Campo de Jubarte, áreas não contratadas da União e do Campo de Argonauta. Em julho de 2025, a ANP aprovou o AIP, com vigência a partir de 1º de agosto de 2025. As participações de cada parte na jazida compartilhada de Jubarte passam a ser:

- Campo de Jubarte (Petrobras) - 97,25%;
- Áreas não contratadas (União, representada pela PPSA) - 1,89%; e
- Campo de Argonauta (Shell, ONGC e Brava) - 0,86%.

Essa atualização resultou em uma baixa de R\$ 1.802 no ativo e uma perda de R\$ 4.169 no resultado do exercício, reconhecida em Outras receitas (despesas) operacionais.

Em outubro de 2025, o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) entre a Petrobras e a PPSA foi formalmente assinado, com a respectiva liquidação financeira realizada pela Petrobras, no montante de R\$ 1.540.

O processo de equalização entre a Petrobras e os parceiros do Campo de Argonauta permanece em andamento.

b) Redeterminação da Jazida Compartilhada de Tupi

Em 12 de novembro de 2025, a ANP aprovou termo aditivo da Jazida Compartilhada de Tupi, na Bacia de Santos, com vigência a partir de 1º de dezembro, abrangendo as áreas do Campo de Tupi, Campo de Sul de Tupi e áreas não contratadas da União.

Com o aditivo, decorrente da conclusão do processo da primeira redeterminação, a parcela de participação da Petrobras na Jazida cresceu de 67,216% para 67,457%. As participações de cada parte passam a ser:

- Petrobras - 67,457%;
- Shell - 22,650%;
- Petrogal - 9,060%; e
- União representada pela PPSA - 0,833%.

Essa redeterminação resultou em um aumento de R\$ 710 no ativo imobilizado e um ganho de R\$ 2.930 no resultado do exercício, reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais. O processo de equalização entre a Petrobras, empresas parceiras e PPSA encontra-se em fase de negociação.

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 Participa- ção 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	238.116	350.580	21.501	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	12.551	5.924	1.059	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	G&E BC	100,00	100,00	1.873	834	7	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	RTC	100,00	100,00	2	1.261	(447)	Brasil
Termomacacê S.A.	G&E BC	100,00	100,00	63	305	47	Brasil
	Corporativo e outros negócios						
Braspetro Oil Services Company - Brasoil		100,00	100,00	-	8	(2)	Ilhas Cayman
Termobahia S.A.	G&E BC	98,85	98,85	-	330	54	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	G&E BC	100,00	100,00	-	273	(27)	Brasil
	Corporativo e outros negócios						
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FIL		99,15	99,15	-	132	30	Brasil
	Corporativo e outros negócios						
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.		72,00	49,00	81	17	10	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	G&E BC	100,00	100,00	175	73	45	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	G&E BC	51,00	51,00	1.487	348	450	Brasil
	Corporativo e outros negócios						
Petrobras Bioeconomia FIDC IS		49,01	49,01	-	117	13	Brasil
	Corporativo e outros negócios						
Associação Petrobras de Saúde - APS ⁽²⁾		93,47	93,47	5.521	792	68	Brasil
Operações em conjunto							
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	317	261	75	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto							
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	-	1.112	(121)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	-	190	168	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	-	(213)	(264)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	G&E BC	20,00	20,00	-	71	(7)	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	-	123	24	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	-	(3.533)	405	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	G&E BC	20,00	20,00	-	558	191	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	-	(2)	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	G&E BC	30,00	30,00	-	-	-	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	G&E BC	25,00	25,00	-	14	3	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: 52% na Holanda, 27% nos Estados Unidos e 21% em Singapura.

(2) A APS 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 30.09.2025, 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;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- 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%), Guará BV (45%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), 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, além de participação na Petrobras Frade Inversiones SA - PFISA (100%), com o mesmo propósito das holandesas, porém sediada no Uruguai. Além das atividades de aluguel de equipamentos, a empresa atua no segmento de E&P através de suas sucursais em São Tomé e Príncipe e África do Sul. Tendo em vista o processo de liquidação de empresas na Holanda, as empresas BJOOS BV, Agri BV e Libra BV foram liquidadas no exercício de 2025 e, no momento, a companhia está considerando a liquidação da Guará BV, Papa-Terra BV, Roncador BV e PFISA, a depender da resolução de certas condições precedentes. Subsequentemente, a companhia irá avaliar a liquidação da TUPI BV e Iara BV.

Em 27 de novembro de 2025, a companhia aprovou a incorporação da totalidade das ações de emissão da Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG pela subsidiária Petrobras Transporte S.A. - TRANSPETRO.

28.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2024	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de equivalência patrimonial	Ajuste de conversão	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2025
Controladas								
PIB BV	355.650	-	1	22.517	(41.446)	-	-	336.722
Transpetro	6.745	-	353	(130)	(197)	(6)	(1.055)	5.710
PB-LOG	-	-	(1.454)	1.828	-	-	(374)	-
PBIO	835	-	-	6	-	(5)	-	836
Outras Controladas	2.189	1.150	32	232	(1)	(137)	(422)	3.043
Operações em conjunto	145	-	-	38	-	-	(51)	132
Empreendimentos controlados em conjunto	124	23	-	69	-	-	(68)	148
Coligadas	692	-	-	(806)	(1.154)	1.416	(33)	115
Total	366.380	1.173	(1.068)	23.754	(42.798)	1.268	(2.003)	346.706
Outros investimentos	18	-	-	-	-	-	-	18
Total dos Investimentos	366.398	1.173	(1.068)	23.754	(42.798)	1.268	(2.003)	346.724

	Saldo em 31.12.2023	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de equivalência patrimonial	Ajuste de conversão	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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

28.3. Muta  o dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2024	Aportes de capital	Reorganiza- ões, redu��o de capital e outros	Resultado de equival��cia patrimonial	Ajuste de conversão	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2025
Empreendimentos controlados em Conjunto								
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	1.841	-	-	322	(211)	-	(354)	1.598
Compa��ia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	1.011	-	-	211	(118)	-	(284)	820
Demais empresas	119	23	-	67	-	-	(68)	141
Coligadas	1.091	43	(32)	(842)	(1.197)	1.416	(33)	446
Outros Investimentos	19	-	-	-	-	-	-	19
Total dos Investimentos	4.081	66	(32)	(242)	(1.526)	1.416	(739)	3.024

	Saldo em 31.12.2023	Aportes de capital	Reorganiza- ões, redu��o de capital e outros	Resultado de equival��cia patrimonial	Ajuste de conversão	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
Compa��ia 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

28.4. Investimentos em coligadas com a  es negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil a��es		Tipo	Cota��o em bolsa de valores (R\$ por a��o)		Valor de mercado	
	31.12.2025	31.12.2024		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Coligada							
Braskem	212.427	212.427	ON	8,09	12,10	1.719	2.571
Braskem	75.762	75.762	PNA	7,89	11,58	598	877
	288.189	288.189				2.317	3.448

O valor de mercado para essas a  es n  o reflete, necessariamente, o valor de realiza  o na venda de um lote representativo de a  es.

28.5. Participa  o de acionistas n  o controladores

O total da participa  o dos acionistas n  o controladores no patrim  nio l  quido da companhia    de R\$ 1.801 (R\$ 1.508 em 2024), sendo, principalmente, R\$ 1.537 do FIDC (R\$ 1.247 em 2024) e R\$ 169 da TBG (R\$ 186 em 2024).

A seguir est  o apresentadas informa  es cont  beis sumarizadas:

	2025	FIDC 2024	2025	TBG 2024
Ativo circulante	61.565	91.889	703	967
Ativo realizável a longo prazo	-	-	2	2
Investimentos	-	-	1	1
Imobilizado	-	-	1.451	1.518
Outros ativos não circulantes	-	-	24	23
	61.565	91.889	2.181	2.511
Passivo circulante	2	79	831	983
Passivo não circulante	-	-	1.002	1.149
Patrimônio líquido	61.563	91.810	348	379
	61.565	91.889	2.181	2.511
Receita operacional líquida	-	-	1.487	1.686
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	8.634	7.096	450	459
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(4.049)	1.094	(261)	(276)

O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-Padronizados ("FIDC-NP") é um fundo de investimentos destinado preponderantemente à aquisição de direitos creditórios "performados" e/ou "não performados" de operações realizadas pelas empresas da Petrobras e suas subsidiárias, e visa à otimização da gestão financeira do caixa.

A TBG é uma empresa que atua no transporte de gás natural, através do gasoduto Bolívia-Brasil, e controlada da Petrobras, que possui 51 % de participação nesta companhia.

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

	2025				2024			
	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	1.475	2.685	1.231	26.864	2.140	2.473	1.677	37.786
Ativo realizável a longo prazo	1.469	2	198	19.697	1.499	40	139	20.838
Imobilizado	2.731	9.627	2.180	38.304	2.592	11.191	1.886	40.834
Outros ativos não circulantes	80	4	1	7.162	178	-	-	7.843
	5.755	12.318	3.610	92.027	6.409	13.704	3.702	107.301
Passivo circulante	1.476	1.902	730	22.614	1.760	1.951	614	28.198
Passivo não circulante	2.963	2.099	478	68.228	3.086	2.630	115	78.277
Patrimônio líquido	1.284	6.718	2.402	826	1.525	7.280	2.973	267
Participação dos acionistas não controladores	34	1.599	-	359	38	1.843	-	559
	5.757	12.318	3.610	92.027	6.409	13.704	3.702	107.301
Receita operacional líquida	4.459	3.866	1.132	54.983	4.235	6.059	805	77.772
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(193)	1.541	600	164	(135)	2.592	1.123	(11.423)
Percentual de participação - %	20 a 50%	20%	34 a 45%	20 a 38,8%	20 a 50%	20%	34 a 45%	20 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:

	31.12.2025		Consolidado 31.12.2024
	E&P	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda			
Investimentos	1	1	1
Imobilizado ⁽¹⁾	135	135	3.156
Total	136	136	3.157
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda			
Provisão para desmantelamento de áreas ⁽¹⁾	566	566	4.418
Total	566	566	4.418

(1) No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a redução está relacionada à venda dos campos de Cherne e Bagre, conforme nota explicativa 29.1.

29.1. Vendas concluídas no exercício findo em 31 de dezembro de 2025

Em agosto de 2025, a Petrobras concluiu a venda da totalidade de sua participação nos campos de Cherne e Bagre, localizados em águas rasas na Bacia de Campos, para a Perenco Petróleo e Gás Ltda. A operação foi concluída com o recebimento de R\$ 50 (US\$ 9 milhões), valor que se soma a R\$ 5 (US\$ 1 milhão) recebidos na data de assinatura do contrato, em abril de 2024. O ganho de R\$ 11 foi reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais líquidas (nota explicativa 11).

Estes campos tiveram sua produção interrompida em março de 2020, e as respectivas instalações de produção estavam hibernadas desde então. O acordo de transferência destes ativos para a Perenco prevê ajustes de compensação a serem pagos pela Petrobras relativos às condições de conservação do ativo, buscando a retomada da produção pelo novo operador, configurando alternativa ao seu descomissionamento, deixando de ser uma obrigação da Petrobras.

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.

29.2. 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.

O quadro a seguir apresenta, para cada operação, a data de fechamento, o valor da transação, o ativo reconhecido em contrapartida de outras receitas operacionais e o valor de ativos contingentes na data do balanço:

Operações	Data de fechamento da operação	No fechamento da operação US\$ milhões	Ativo reconhecido no exercício findo em 31.12.2025		Ativo reconhecido em exercícios anteriores US\$ milhões	Valor de ativos contingentes em 31.12.2025 US\$ milhões
			US\$ milhões	R\$		
Excedentes da Cessão Onerosa						
Sépia e Atapu ⁽¹⁾	Abr/2022	5.263	242	1.337	1.272	3.744
Vendas em exercícios anteriores						
Polo Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	-	-	58	4
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	55	306	303	292
Campo de Baúna	Nov/2020	285	18	100	253	14
Polo Cricaré	Dez/2021	118	-	-	106	12
Polo Peroá	Ago/2022	43	16	91	10	17
Papa-Terra	Dez/2022	90	22	121	32	36
Albacora Leste	Jan/2023	250	-	-	225	25
Polo Norte Capixaba	Abr/2023	66	-	-	33	33
Polo Golfinho e Polo Camarupim	Ago/2023	60	-	-	20	40
Total		6.887	353	1.955	2.312	4.217

(1) O valor registrado em outras receitas operacionais considera ajuste a valor presente (nota explicativa 11). Em dezembro de 2025, considerando que a faixa de preço médio do Brent não atingiu o limite máximo estabelecido acima de US\$ 70/bbl, o valor estimado da operação foi reduzido para US\$ 5.258.

Sépia e Atapu

Em 2022, a Petrobras assinou Acordos de Individualização da Produção (AIPs), para os campos de Sépia e Atapu, vinculados à 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa. No campo de Sépia, o consórcio é composto pelas empresas TotalEnergies EP Brasil Ltda (28%), Petronas Petróleo Brasil Ltda. (21%) e QP Brasil Ltda. (21%). Já no campo de Atapu, a parceria inclui a Shell Brasil Petróleo Ltda. (25%) e a TotalEnergies EP Brasil Ltda (22,5%).

Além dos valores anteriormente recebidos pela Petrobras decorrentes da assinatura dos AIPs, são esperadas compensações complementares (*earnout*), entre os anos de 2022 e 2032, 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.

29.3. Outras operações

Em 27 de novembro de 2025, ocorreu a aprovação da transferência da PB-LOG para a Transpetro via incorporação de ações com consequente aumento de capital da Transpetro no montante de R\$ 353, ambas empresas subsidiárias integrais da Petrobras.

30. Financiamentos

30.1. Saldo por tipo de financiamento

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Mercado bancário	24.840	17.512	24.685	17.374
Mercado de capitais	16.600	13.775	16.264	13.301
Bancos de fomento ⁽¹⁾	2.927	3.146	-	-
Partes relacionadas (nota explicativa 34.5)	-	-	58.746	85.021
Outros financiamentos	14	13	-	-
Total no país	44.381	34.446	99.695	115.696
Mercado bancário	16.952	22.853	4.577	10.308
Mercado de capitais	76.940	75.949	-	-
Agência de crédito à exportação	6.544	9.341	-	-
Partes relacionadas (nota explicativa 34.1)	-	-	411.186	458.716
Outros financiamentos	672	837	-	-
Total no exterior	101.108	108.980	415.763	469.024
Total de financiamentos	145.489	143.426	515.458	584.720
Circulante	12.027	15.887	160.408	106.522
Não circulante	133.462	127.539	355.050	478.198

(1) Inclui BNDES.

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Financiamentos de curto prazo	112	60	18.480	28.707
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	8.888	13.202	137.813	75.013
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	3.027	2.625	4.115	2.802
Circulante	12.027	15.887	160.408	106.522

O saldo em mercado de capitais é composto, principalmente, por R\$ 73.832 em *global notes*, emitidos no exterior pela PGF, além de R\$ 11.325 em debêntures e R\$ 4.939 em notas comerciais escriturais, ambas emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2027 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares e libras, sendo 93% e 7% do total de *global notes*, respectivamente.

As debêntures e as notas comerciais, com vencimentos entre 2026 e 2045, não exigem garantias reais e não são conversíveis em ações ou em participações societárias.

30.2. Movimentação

	Consolidado		
	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	34.446	108.980	143.426
Captações	12.697	16.931	29.628
Amortizações de principal ⁽¹⁾	(4.049)	(14.239)	(18.288)
Amortizações de juros ⁽¹⁾	(3.887)	(6.401)	(10.288)
Encargos incorridos no período ⁽²⁾	4.890	6.668	11.558
Variações monetárias e cambiais	284	(275)	9
Ajuste acumulado de conversão	-	(10.556)	(10.556)
Saldo de 31 de dezembro de 2025	44.381	101.108	145.489

	Consolidado		
	País	Exterior	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	143.426

(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

	2025			2024		
	Captações	Amortiza- ções de Principal	Amortiza- ções de Juros	Captações	Amortiza- ções de Principal	Amortiza- ções de Juros
Movimento em financiamentos	29.628	(18.288)	(10.288)	12.027	(36.418)	(10.375)
Reestruturação de dívida	-	(34)	-	-	46	-
Depósitos vinculados ⁽¹⁾	-	(307)	(23)	-	439	99
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	29.628	(18.629)	(10.311)	12.027	(35.933)	(10.276)

(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 2025, a companhia:

- liquidou o total de R\$ 28.940, sendo: (i) R\$ 17.236 no mercado bancário, incluindo o pré-pagamento de R\$ 3.327 em empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; (ii) R\$ 8.564 no mercado de capitais, destacando-se a recompra e o resgate de R\$ 2.489 em títulos no mercado de capitais internacional; (iii) R\$ 2.331 nas agências de crédito à exportação; (iv) R\$ 545 nos bancos de fomento; e (v) R\$ 264 nas demais operações; e
- captou o total de R\$ 29.628, destacando-se: (i) R\$ 10.531 no mercado de capitais internacional (*global notes*) com vencimento em 2030 e 2036; (ii) R\$ 9.743 no mercado bancário nacional; (iii) R\$ 6.303 no mercado bancário internacional; e (iv) R\$ 2.861 na oferta pública de debêntures com vencimento em 2035, 2040 e 2045.

30.4. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Consolidado	
							Total ⁽¹⁾	Valor justo ⁽⁴⁾
Financiamentos em Dólares :	7.960	11.005	8.605	3.899	11.204	48.838	91.511	91.506
Indexados a taxas flutuantes ⁽²⁾	6.409	7.270	2.880	792	3.845	1.222	22.418	
Indexados a taxas fixas	1.551	3.735	5.725	3.107	7.359	47.616	69.093	
Taxa média a.a.	6,3%	6,0%	5,7%	6,1%	6,2%	6,6%	6,4%	
Financiamentos em Reais :	3.692	811	758	5.292	3.494	28.629	42.676	39.880
Indexados a taxas flutuantes ⁽³⁾	1.570	188	188	188	2.905	26.157	31.196	
Indexados a taxas fixas	2.122	623	570	5.104	589	2.472	11.480	
Taxa média a.a.	10,1%	9,3%	9,6%	9,9%	10,4%	8,1%	9,3%	
Financiamentos em Euro :	117	-	576	142	285	1.988	3.108	3.095
Indexados a taxas fixas	117	-	576	142	285	1.988	3.108	
Taxa média a.a.	4,6%	-	4,7%	4,7%	4,7%	4,8%	4,7%	
Financiamentos em Libras :	225	-	-	2.179	-	3.058	5.462	5.438
Indexados a taxas fixas	225	-	-	2.179	-	3.058	5.462	
Taxa média a.a.	6,1%	-	-	6,1%	-	6,6%	6,3%	
Financiamentos em Renminbi :	32	25	25	25	2.625	-	2.732	2.638
Indexados a taxas flutuantes	32	25	25	25	2.625	-	2.732	
Taxa média a.a.	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	-	3,1%	
Total em 31 de dezembro de 2025	12.026	11.841	9.964	11.537	17.608	82.513	145.489	142.557
Taxa média a.a. ⁽⁴⁾	7,3%	6,8%	6,8%	7,1%	7,2%	6,6%	6,7%	

(1) Em 31 de dezembro de 2025, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 11,70 anos (12,52 anos em 31 de dezembro de 2024).

(2) Operações com indexador variável + spread fixo.

(3) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

(4) Em 31 de dezembro de 2024, o valor justo total é de R\$ 137.549 e a taxa média ao ano é de 6,8%.

Em 31 de dezembro de 2025, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 73.678 (R\$ 69.193, em 31 de dezembro de 2024); 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\$ 68.879 (R\$ 68.356, em 31 de dezembro de 2024).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.3.1.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Consolidado	
							31.12.2025	31.12.2024
Principal	9.148	12.034	10.474	11.782	18.067	84.714	146.219	145.353
Juros	10.742	9.851	8.933	8.673	7.708	78.921	124.828	126.247
Total ⁽¹⁾	19.890	21.885	19.407	20.455	25.775	163.635	271.047	271.600

(1) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 31.

30.5. Linhas de crédito

						Consolidado
Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo em 31.12.2025
No exterior (Valores em US\$ milhões)						
PGT BV ⁽¹⁾	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2028	4.111	-	4.111
PGT BV ⁽²⁾	Sindicato de Bancos	08/07/2025	16/11/2028	1.060	-	1.060
Total				5.171	-	5.171
No país						
Petrobras	Bradesco	22/12/2025	22/11/2030	1.500	-	1.500
Petrobras	Banco Itaú	30/07/2025	31/07/2030	1.500	-	1.500
Petrobras ⁽³⁾	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2030	3.500	-	3.500
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	04/09/2029	4.000	-	4.000
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	329
Total				10.829	-	10.829

(1) Em 08 de julho de 2025, o saldo da linha foi alterado de US\$ 5.000 para US\$ 4.111.

(2) Em 08 de julho de 2025 foi cancelada a linha de US\$ 2.050 e contratada a nova linha de US\$ 1.060.

(3) Em 3 de abril de 2025, foi feito um novo aditamento que aumentou o montante da linha de crédito de R\$ 2.000 para R\$ 3.500.

30.6. Covenants e Garantias

30.6.1. Covenants

A companhia possui obrigações 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.

Em 31 de dezembro de 2025, não ocorreram inadimplências (*default*), quebra de *covenants* (*breaches*) ou alterações em cláusulas que resultassem na alteração dos termos de pagamentos de contratos de empréstimos e financiamentos.

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 inadimplência ou violação e exigindo que fosse remediado e declarando que tal notificação é um "Aviso de Inadimplência", 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 7,4% 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 Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	33.959	196.082	230.041
Remensuração/Novos contratos	16.712	54.228	70.940
Pagamentos de principal e juros	(14.869)	(37.568)	(52.437)
Encargos incorridos no período	2.746	12.234	14.980
Variações monetárias e cambiais	(1.982)	(22.910)	(24.892)
Ajuste acumulado de conversão	-	(96)	(96)
Transferências	1	(1)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2025	36.567	201.969	238.536
Circulante			55.226
Não Circulante			183.310

	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Consolidado 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	(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
Circulante			52.896
Não Circulante			177.145

Em 31 de dezembro de 2025, o valor do passivo de arrendamento da Petrobras Controladora é de R\$ 243.122 (R\$ 237.578 em 31 de dezembro de 2024), incluindo arrendamentos e subarrendamentos com empresas investidas, principalmente com a Transpetro.

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

Fluxo de pagamentos - Futuro Nominal							Consolidado	
	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total ⁽²⁾	Impostos a recuperar ⁽²⁾
Contratos sem cláusulas de reajuste								
Embarcações	28.807	19.680	10.160	3.736	1.767	9.523	73.673	1.496
Outros	1.182	1.016	757	534	305	155	3.949	329
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior ⁽¹⁾								
Plataformas	18.561	16.173	15.686	15.565	14.918	166.202	247.105	-
Embarcações	2.181	2.169	1.140	369	131	41	6.031	-
Contratos com cláusulas de reajuste - país								
Embarcações	4.211	2.822	1.845	687	13	187	9.765	769
Imóveis	736	951	821	598	536	6.855	10.497	156
Outros	1.366	1.174	800	562	583	226	4.711	349
Valor nominal em 31 de dezembro de 2025	57.044	43.985	31.209	22.051	18.253	183.189	355.731	3.099

(1) Contratos firmados na moeda US\$.

(2) Em 31 de dezembro de 2024, o montante do Fluxo de pagamento - Futuro Nominal é de R\$ 341.305 e dos Impostos a recuperar é de R\$ 3.155.

A seguir são apresentadas as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 95% do passivo de arrendamento.

					Consolidado
Fluxo de pagamentos futuros a valor presente ⁽¹⁾	Taxa Desconto (% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2025	31.12.2024
Contratos sem cláusulas de reajuste					
Embarcações	4,9995	4,4	1.496	66.236	61.147
Outros	5,2721	3,7	329	3.585	2.730
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior					
Plataformas	6,4614	18,4	-	146.429	144.232
Embarcações	5,3131	2,9	-	5.586	5.968
Contratos com cláusulas de reajuste - país					
Embarcações	12,9138	2,6	769	8.309	8.129
Imóveis	8,1450	24,8	156	4.619	4.546
Outros	11,6808	4,1	349	3.772	3.289
TOTAL	6,0250	14,6	3.099	238.536	230.041

(1) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, calculada a partir da curva de yield dos bonds e risco de crédito da companhia, assim como prazo ajustado pela duration do respectivo fluxo de pagamento e garantias dos contratos de arrendamento.

Em determinados contratos, há pagamentos variáveis e prazos inferiores a 1 ano que são reconhecidos como despesa:

		Consolidado	
		2025	2024
Pagamentos variáveis		6.030	5.565
Prazo inferior a 1 ano		73	515
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos		11%	13%

Em 31 de dezembro de 2025, o valor nominal dos contratos de arrendamento ainda não iniciados totalizam R\$ 112.009 (R\$ 402.710 em 31 de dezembro de 2024). A redução decorreu principalmente de rescisões contratuais relacionadas a contratos de embarcações, além do efeito cambial no período.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.3.

Prática contábil

Os passivos de arrendamento, incluindo aqueles cujos ativos subjacentes são de baixo valor, são mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada, 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 33.3.1).

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 2025, o capital subscrito e integralizado no valor de R\$ 205.432 está representado por 12.888.732.761 ações, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, distribuídas da seguinte forma:

Ações	31.12.2025		31.12.2024	
	Valor	Quantidades de ações	Valor	Quantidades de ações
Ordinárias	118.621	7.442.231.382	117.208	7.442.454.142
Preferenciais	86.811	5.446.501.379	88.224	5.602.042.788
Total de ações subscritas e integralizadas	205.432	12.888.732.761	205.432	13.044.496.930

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

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 ações preferenciais e 222.760 ações ordinárias. Os efeitos do cancelamento das ações no patrimônio líquido foram refletidos nas reservas de capital (R\$ 7) e de retenção de lucros (R\$ 5.563), em contrapartida à conta de ações em tesouraria.

Em 16 de abril de 2025, a Assembleia Geral Ordinária (AGO) aprovou a proposta de atualização do Estatuto Social da companhia para refletir a nova quantidade de ações.

32.2. Reserva de capital

O saldo da reserva de capital, constituído com ações escriturais da Petrobras, foi integralmente utilizado no exercício de 2025 para o cancelamento das ações em tesouraria. Em consequência, não há saldo registrado em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 7 em 31 de dezembro de 2024).

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, com saldo devedor de R\$ 477 (R\$ 477 em 31 de dezembro de 2024).

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 2024).

32.3.3. Ações em tesouraria

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 32.1. Em decorrência dessa deliberação, não há ações em tesouraria registradas em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 5.570 em 31 de dezembro de 2024, correspondentes a 155.764.169 ações, sendo 222.760 ações ordinárias e 155.541.409 ações preferenciais).

32.4. Outros resultados abrangentes

A composição dos outros resultados abrangentes é detalhada a seguir:

	Consolidado	
	2025	2024
Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	(41.665)	(26.631)
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações	(27.207)	(64.741)
Ajustes de conversão em investidas	118.862	161.659
Outros	(1.020)	(2.449)
Total	48.970	67.838

32.5. Destinação do resultado e remuneração aos acionistas

A destinação do lucro líquido do exercício e os dividendos propostos, que incluem os juros sobre o capital próprio (JCP), são demonstrados a seguir.

	Controladora	
	2025	2024
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	110.129	36.606
Dividendos prescritos	828	316
Lucros acumulados para destinação	110.957	36.922
Destinação dos lucros acumulados:		
Reserva de incentivos fiscais	815	790
Reserva de retenção de lucros	68.906	
Dividendos propostos dos lucros acumulados	41.236	36.132
Total da destinação dos lucros acumulados	110.957	36.922
Dividendos propostos dos lucros acumulados:		
Dividendos mínimos obrigatórios	27.328	8.954
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	13.908	27.178
Dividendos propostos dos lucros acumulados	41.236	36.132
Dividendos adicionais das reservas de lucros:		
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	41.236	73.906

O Conselho de Administração propõe a manutenção no patrimônio líquido, em reserva de retenção de lucros, o montante de R\$ 68.906, visando atender parcialmente ao programa anual de investimentos estabelecidos no orçamento de capital do exercício de 2026, a ser deliberado em Assembleia Geral de Acionistas.

32.5.1. Reservas de lucros

O quadro a seguir demonstra a movimentação das reservas de lucros:

	Estatutárias						Controladora
	Legal ⁽¹⁾	Custeio dos programas de P&D ⁽²⁾	Remuneração do capital	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Total
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
Saldos em 1º de janeiro de 2025	41.086	10.272	-	8.289	26.185	9.145	94.977
Cancelamento das ações em tesouraria	-	-	-	-	(5.563)	-	(5.563)
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2025	-	-	-	-	-	(9.145)	(9.145)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	815	68.906	-	69.721
Destinação de dividendos do exercício de 2025	-	-	-	-	-	8.072	8.072
Saldos em 31 de dezembro de 2025	41.086	10.272	-	9.104	89.528	8.072	158.062

(1) Em 2025 não ocorreu destinação pois o saldo da reserva alcançou o limite legal.

(2) Em 2025 não ocorreu destinação pois o saldo da reserva alcançou o limite estatutário.

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.

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.
- 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.

32.5.2. Remuneração aos acionistas da Petrobras

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos, 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.

As ações preferenciais participam na distribuição dos dividendos, de forma não cumulativa, em igualdade de condições com as ações ordinárias, quando o valor a ser distribuído superar o percentual mínimo estabelecido em estatuto para as ações preferenciais.

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 2026-2030) 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A Petrobras busca, por meio de sua política de remuneração aos acionistas, garantir a perenidade e sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos, além de conferir previsibilidade ao fluxo de pagamentos de dividendos aos acionistas. Consequentemente, o pagamento da remuneração aos acionistas não deve comprometer a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos da companhia.

b) Proposta de remuneração aos acionistas da Petrobras

A remuneração aos acionistas do exercício de 2025 da Petrobras, no montante de R\$ 41.236, foi calculada com base na fórmula da política de 45% do fluxo de caixa livre de 2025, conforme a seguir:

	Controladora	
	2025	2024
Dividendos e juros sobre o capital próprio (JCP)	41.236	73.906
Recompra de ações ⁽¹⁾	-	1.919
Total da remuneração aos acionistas	41.236	75.825

(1) Exclui custos de transação.

c) Dividendos antecipados relativos ao exercício de 2025

Em 2025, o CA aprovou antecipações de dividendos e JCP no montante de R\$ 32.535, equivalente a R\$ 2,52429783 por ação preferencial e ordinária em circulação em cada trimestre, com base no resultado de janeiro a setembro de 2025, conforme quadro a seguir:

	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação PN e ON (R\$)	Controladora
				Valor
Dividendos e JCP intercalares - 1º trimestre de 2025	12.05.2025	02.06.2025	0,90916619	11.718
Dividendos e JCP intercalares - 2º trimestre de 2025	07.08.2025	21.08.2025	0,67192409	8.660
Dividendos e JCP intercalares - 3º trimestre de 2025	06.11.2025	22.12.2025	0,94320755	12.157
Total da antecipação da remuneração aos acionistas			2,52429783	32.535
Atualização monetária das antecipações pela Selic ⁽¹⁾			0,04883729	629
Total da antecipação da remuneração aos acionistas atualizada monetariamente pela Selic			2,57313512	33.164

(1) O valor por ação da atualização monetária das antecipações pela Selic foi calculado com base nas ações em circulação em 31 de dezembro de 2025.

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela taxa Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2025, no valor de R\$ 629 (R\$ 0,04883729 por ação preferencial e ordinária em circulação), conforme previsto no Estatuto Social, e serão descontadas da remuneração que vier a ser distribuída aos acionistas no encerramento do exercício de 2025.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2025 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de R\$ 7.531. 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.

d) Dividendos propostos relativos ao exercício de 2025

A proposta de dividendos registrada nas demonstrações financeiras da companhia, sujeita à aprovação na AGO, é a seguinte:

	Controladora	
	2025	2024
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	110.129	36.606
Apropriação:		
Reserva de incentivos fiscais	(815)	(790)
Lucro líquido ajustado	109.314	35.816
Dividendos mínimos obrigatórios:		
25% do lucro líquido ajustado	27.328	8.954
Dividendos adicionais:		
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	13.908	27.178
Dividendos adicionais da reserva de remuneração do capital	-	21.936
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	-	15.838
Total dos dividendos propostos	41.236	73.906
Ações preferenciais (PN) – R\$ 3,19936420 por ação em circulação em 2025 (R\$ 5,73413520 por ação em circulação em 2024)	17.425	31.231
Ações ordinárias (ON) – R\$ 3,19936420 por ação em circulação em 2025 (R\$ 5,73413520 por ação em circulação em 2024)	23.811	42.675

A proposta de dividendos do exercício de 2025 a ser encaminhada para aprovação da AGO de 2026, no montante de R\$ 41.236 (R\$ 3,19936420 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de R\$ 27.328, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de R\$ 13.908 oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais e está aderente à política de remuneração aos acionistas.

Em 27 de novembro de 2025, foi publicada a Lei nº 15.270/2025, que estabelece a incidência do Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) à alíquota de 10% sobre os dividendos distribuídos a uma pessoa física domiciliada no Brasil, quando ultrapassarem R\$ 50 mil no mês. A alíquota de 10% também incide sobre dividendos distribuídos ao exterior à pessoa física ou jurídica, independentemente do valor, exceto em situações específicas estabelecidas na legislação. Adicionalmente, a Lei Complementar nº 224/2025 promoveu a elevação da alíquota do IRRF incidente sobre o JCP, de 15% para 17,5%. A incidência da nova tributação sobre os dividendos e da nova alíquota sobre o JCP é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2026 e a companhia está adotando as providências necessárias para garantir o atendimento à legislação.

Em 16 de abril de 2025, a AGO aprovou a destinação do resultado do exercício de 2024, no montante de R\$ 73.906 (R\$ 5,73413520 por ação preferencial e ordinária em circulação), a qual contemplou 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.

e) Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de dividendos a pagar aos acionistas da Petrobras é de R\$ 11.415, líquido de IRRF sobre JCP de R\$ 742, referente à antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 6 de novembro de 2025 relativa ao terceiro trimestre de 2025. A primeira parcela desses dividendos foi paga em 20 de fevereiro de 2026 e a segunda parcela será paga em 20 de março de 2026.

	2025	Controladora 2024
Movimentação dos dividendos a pagar		
Saldo inicial	16.334	16.947
Adição por deliberação da AGO	9.145	36.139
Adição por deliberação do CA (antecipações)	32.535	64.139
Pagamento	(45.205)	(100.305)
Atualização monetária	867	1.969
Transferências (dividendos não reclamados)	(149)	(394)
IRRF sobre JCP e atualização monetária ⁽¹⁾	(2.112)	(2.161)
Saldo final	11.415	16.334

(1) Inclui IRRF sobre JCP deliberados em 2024 de R\$ 14 e em 2025 de R\$ 2.011, além de IRRF sobre atualização monetária dos dividendos pagos em 2025 de R\$ 87.

Os dividendos adicionais propostos de R\$ 8.072 (vide nota 32.5.1), equivalentes a R\$ 0,62622908 por ação preferencial e ordinária em circulação, estão destacados no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2025 até que a proposta de remuneração aos acionistas seja aprovada pela AGO em abril de 2026, quando serão reconhecidos como passivo.

No exercício de 2025, a Petrobras realizou os seguintes desembolsos de dividendos:

Eventos	Data de pagamento	Provento deliberado líquido IRRF	Atualização monetária	IRRF s/ atualização monetária	Dividendos não reclamados	Total pago
Dividendos e JCP do 3º trimestre de 2024 ⁽¹⁾	Fev-Mar/2025	16.320	370	(37)	(74)	16.579
Dividendos complementares de 2024	Mai-Jun/2025	9.145	497	(50)	(43)	9.549
Dividendos e JCP do 1º trimestre de 2025 ⁽²⁾	Ago-Set/2025	11.009	-	-	(49)	10.960
Dividendos e JCP do 2º trimestre de 2025 ⁽³⁾	Nov-Dez/2025	8.100	-	-	(35)	8.065
Pagamentos residuais de dividendos de exercícios anteriores	Jan-Dez/2025	-	-	-	52	52
Total		44.574	867	(87)	(149)	45.205

(1) Valor bruto deliberado de R\$ 17.118, sendo R\$ 8.423 de dividendos e R\$ 8.695 de JCP, líquido de IRRF sobre JCP de R\$ 798 recolhido em 2025.

(2) Valor bruto deliberado de R\$ 11.718, sendo R\$ 3.975 de dividendos e R\$ 7.743 de JCP, líquido de IRRF sobre JCP de R\$ 709 recolhido em 2025.

(3) Valor bruto deliberado de R\$ 8.660, sendo R\$ 2.590 de dividendos e R\$ 6.070 de JCP, líquido de IRRF sobre JCP de R\$ 560 recolhido em 2025.

32.5.3. Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo dos dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras representa R\$ 1.029 (R\$ 1.708 em 31 de dezembro de 2024) registrado em outros passivos circulantes, conforme nota explicativa 22. O pagamento desses dividendos não foi efetivado pela existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco escriturador das ações da companhia.

	2025	Controladora 2024
Movimentação dos dividendos não reclamados		
Saldo inicial	1.708	1.630
Prescrição	(828)	(316)
Transferências (dividendos a pagar)	149	394
Saldo final	1.029	1.708

Como a companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de R\$ 828 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 31.12.2025
Expectativa de prescrição dos dividendos não reclamados	
2026	409
2027	427
2028	193
Total	1.029

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 na rubrica de tributos sobre lucro.

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.

32.6. Resultado por ação

	Consolidado e Controladora	
	2025	2024
Numerador básico e diluído - Lucro atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações		
Lucro líquido do período		
Ordinárias	63.591	21.120
Preferenciais	46.538	15.486
	110.129	36.606
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	5.446.501.379	5.456.530.746
	12.888.732.761	12.898.762.128
Lucro básico e diluído por ação (R\$ por ação)		
Ordinárias	8,54	2,84
Preferenciais	8,54	2,84

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, cujas ações foram canceladas em janeiro de 2025, conforme nota explicativa 32.1.

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 e demonstração de resultados abrangentes

Resultado

	Consolidado	
	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no exercício	
	2025	2024
Risco cambial		
Cross currency swap - CDI x US\$ - 33.3.1 (b)	363	(533)
Outros derivativos	(2)	1
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 33.3.1 (a)	(12.043)	(16.246)
Risco de taxa de juros		
Swap - IPCA X CDI - 33.3.1 (b)	(72)	(426)
Reconhecido em Resultado Financeiro	(11.754)	(17.204)
Risco de preço (derivativos de commodities)		
Reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	117	217
Total	(11.637)	(16.987)

O efeito no resultado dos derivativos reflete as operações em aberto e as operações encerradas ao longo do exercício.

Outros resultados abrangentes

	Consolidado	
	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no exercício	
	2025	2024
Hedge accounting		
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 33.3.1 (a)	56.872	(69.261)
Tributos diferidos sobre o lucro	(19.337)	23.549
Total	37.535	(45.712)

33.2. Balanço patrimonial

Ativos e passivos

	31.12.2025	Consolidado 31.12.2024
Valor justo da posição Ativa (Passiva)		
Operações com derivativos em aberto	(134)	(624)
Operações com derivativos encerradas e não liquidadas financeiramente	(26)	6
Total reconhecido no balanço patrimonial	(160)	(618)
Outros ativos (nota explicativa 22)	563	181
Outros passivos (nota explicativa 22)	(723)	(799)

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	Consolidado Vencimento
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024		
Derivativos não designados como Hedge accounting						
Risco cambial						
Cross currency swap - CDI x US\$ ⁽¹⁾	US\$ 488	US\$ 488	(466)	(650)	Nível 2	2029
Contrato a termo - Venda/Câmbio (BRL/USD) ⁽¹⁾	(US\$ 20)	(US\$ 20)	(1)	1	Nível 2	2026
Risco de taxa de juros						
Swap - IPCA X CDI	3.008	3.008	293	108	Nível 2	2029/2034
Risco de preço						
Contratos Futuros - petróleo e derivados ⁽²⁾	(3.045)	(1.450)	39	(83)	Nível 1	2026
Opções - Compra/Óleo de Soja - Posição vendida ⁽³⁾	(4)	-	1	-	Nível 2	2026
Total de operações com derivativos em aberto			(134)	(624)		

(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:

	31.12.2025	Consolidado Garantias dadas (recebidas) como colaterais 31.12.2024
Derivativos de commodities	278	426

Patrimônio líquido

	31.12.2025	Consolidado Perda acumulada em outros resultados abrangentes 31.12.2024
Hedge accounting		
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 33.3.1 (a)	(41.222)	(98.094)
Tributos diferidos sobre o lucro	14.015	33.353
Total	(27.207)	(64.741)

33.3. Risco de mercado

33.3.1. 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 com a definição de condições de execução das operações no âmbito dos negócios da Petrobras.

As variações na taxa de câmbio spot R\$/US\$, assim como de outras moedas em relação ao real, podem afetar o lucro líquido e balanço patrimonial. Tais consequências podem advir, principalmente, de itens em moeda estrangeira, tais como transações futuras altamente prováveis, itens monetários e compromissos firmes.

Nessas situações, a companhia busca mitigar o efeito gerado pelas variações potenciais nas taxas de câmbio spot R\$/US\$, principalmente, por meio da captação de recursos de terceiros em dólares 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 33.3.1(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 2025, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa R\$/US\$ de 5,5024, são apresentados a seguir:

				Valor de referência (a valor presente) dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2025	
Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco protegido	Período de proteção	US\$ milhões	R\$
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa Spot R\$ x US\$	De jan/2026 a dez/2035	72.080	396.615
Movimentação do valor de referência (principal e juros)				US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2024				65.900	408.073
Novas designações, revogações e redesignações				34.537	192.239
Realização por exportações				(14.732)	(82.271)
Amortização de endividamento				(13.625)	(75.867)
Variação cambial				-	(45.559)
Designação em 31 de dezembro de 2025				72.080	396.615
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) designados em 31 de dezembro de 2025				93.553	514.768

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, foi reconhecido um ganho cambial de R\$ 730 referente à inefetividade na linha de variação cambial (perda cambial de R\$ 1.154 no exercício findo em 31 de dezembro de 2024).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 73,2% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a variação cambial acumulada, registrada no patrimônio líquido, a ser realizada pelas exportações futuras:

	2025	2024
Saldo inicial	(98.094)	(28.833)
Reconhecido no patrimônio líquido	44.829	(85.507)
Transferido para resultado por realização	12.043	16.246
Outros resultados abrangentes	56.872	(69.261)
Saldo final	(41.222)	(98.094)

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 26-30, 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 2025 é demonstrada a seguir:

	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Consolidado Total
Expectativa de realização	(11.345)	(11.657)	(7.991)	(6.864)	(1.681)	(1.684)	(41.222)

Prática contábil

No início da relação de proteção, a companhia documenta a relação de proteção, 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 inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) 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 vencimento em setembro de 2029.

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 537 BP (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
	Cenário razoavelmente possível
Swap CDI x US\$	(64)

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 0,04%;
- Euro x dólar - valorização do euro em 2,07%;
- Libra x dólar - valorização da libra em 0,23%; e
- Renmimbi x dólar - valorização renmimbi em 0,89%.

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	Exposição		Cenário provável	Consolidado
		Em milhões de US\$	R\$		Cenário razoavelmente possível
Dólar / real	Ativos	4.992	27.470	(12)	5.494
	Passivos	(119.307)	(656.473)	286	(131.295)
	Câmbio - cross currency swap	(488)	(2.687)	1	(537)
	Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	72.080	396.615	(173)	79.323
	Dólar/real	(42.723)	(235.075)	102	(47.015)
Euro / dólar	Ativos	1.256	6.912	143	1.382
	Passivos	(1.729)	(9.512)	(197)	(1.903)
	Euro/dólar	(473)	(2.600)	(54)	(521)
Libra / dólar	Ativos	1.008	5.544	13	1.109
	Passivos	(1.985)	(10.924)	(26)	(2.185)
	Libra/dólar	(977)	(5.380)	(13)	(1.076)
Renmimbi / dólar	Ativos	1	7	-	1
	Passivos	(499)	(2.743)	(24)	(549)
	Renmimbi/dólar	(498)	(2.736)	(24)	(548)
Outros ⁽¹⁾	Ativos	4	21	-	4
	Passivos	(50)	(274)	(3)	(55)
	Outros	(46)	(253)	(3)	(51)
Total		(44.717)	(246.044)	8	(49.211)

(1) Libra/real, Euro/real e Peso/dólar.

33.3.2. 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 apreçamento de cargas no mercado de petróleo, derivados e gás natural, que levam em consideração o preço de fechamento do ativo em 31 de dezembro de 2025, 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 <i>Hedge accounting</i>			
Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	Contratos Futuros e a Termo (Swap)	-	(935)
Óleo de soja - Flutuação dos Preços	Opções	-	(2)
Câmbio - Desvalorização do R\$ frente ao US\$	Contratos a termo	-	(10)
Total		-	(947)

As posições com derivativos de commodities estão apresentadas na nota explicativa 33.2.

33.3.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar o risco de flutuações das taxas de juros, adotando ações estruturais que levem em consideração os impactos na exposição integrada aos riscos.

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 2025. 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
CDI	3.377	4.727
SOFR 3M ⁽¹⁾	513	683
SOFR 6M ⁽¹⁾	351	413
SOFR O/N ⁽¹⁾	242	339
IPCA	620	869
TJLP	318	445
LPR 12M ⁽²⁾	85	118
TR	25	35
Total	5.531	7.629

(1) Representa a Secured Overnight Funding Rate.

(2) Loan Prime Rate.

33.4. 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 de Negócios.

Nesse contexto, as demonstrações financeiras consolidadas e individuais 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 relativos ao endividamento são apresentados nas notas explicativas 30.4 e 31, financiamentos e passivo de arrendamento, respectivamente, além das notas 19.3.4 e 21, que apresentam os fluxos de benefícios pós-emprego e passivo de abandono.

33.5. 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.

Em 31 de dezembro de 2025, os ativos financeiros de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras não estão vencidos e não têm evidências de perdas de crédito material. Tais ativos possuem valores justos equivalentes que não diferem significativamente de seus valores contábeis.

O efeito das avaliações do risco de crédito das contas a receber de clientes está disponível nas notas explicativas 14.2 e 14.3, que apresentam as perdas de crédito esperadas.

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).

33.5.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras

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		Aplicações financeiras	
	2025	2024	2025	2024
Com grau de investimento - rating global	8.023	8.752	10.788	11.609
AA	1.860	1.950	10.618	5.422
A	6.124	6.800	170	6.187
BBB	39	2	-	-
Outras classificações no exterior	19.924	1.331	10	6.355
Com grau de investimento - rating local	7.651	10.163	4.215	12.038
AAA.br	7.651	10.163	4.215	12.038
Outras classificações no Brasil	10	8	1	-
Total	35.608	20.254	15.014	30.002

Em 31 de dezembro de 2025, 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.

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 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 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 que estejam na alçada de aprovação do Conselho de Administração, 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, deverão ser precedidas de avaliação pelo próprio 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

34.1. Transações comerciais por operação com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber (nota explicativa 14.1)	15.592	924	16.516	30.476	1.238	31.714
Contas a receber, principalmente por vendas	15.398	-	15.398	30.075	100	30.175
Dividendos a receber	160	-	160	363	-	363
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	698	698	-	887	887
Outras operações	34	226	260	38	251	289
Adiantamentos a fornecedores	86	1.377	1.463	133	1.409	1.542
Total	15.678	2.301	17.979	30.609	2.647	33.256
Passivo						
Arrendamentos ⁽¹⁾	(1.271)	(641)	(1.912)	(2.464)	(1.748)	(4.212)
Operações de mútuo	(9.461)	(156.992)	(166.453)	(763)	(111.782)	(112.545)
Pré pagamento de exportação	(90.471)	(154.263)	(244.734)	(57.300)	(288.871)	(346.171)
Fornecedores (nota explicativa 17)	(9.297)	-	(9.297)	(9.461)	-	(9.461)
Compras de petróleo, derivados e outras	(8.579)	-	(8.579)	(8.463)	-	(8.463)
Afretamento de plataformas	(204)	-	(204)	(333)	-	(333)
Adiantamentos de clientes	(514)	-	(514)	(616)	-	(616)
Outros	-	-	-	(49)	-	(49)
Total	(110.500)	(311.896)	(422.396)	(69.988)	(402.401)	(472.389)

(1) Inclui valores referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos com empresas do sistema requeridos pelo IFRS 16 / CPC 06 (R2) - Arrendamentos.

	2025	2024
Resultado		
Receitas, principalmente de vendas	142.819	127.604
Variações monetárias e cambiais líquidas ⁽²⁾	19.021	(55.123)
Receitas (despesas) financeiras líquidas ⁽²⁾	(32.822)	(29.208)
Total - Receitas (Despesas)	129.018	43.273

(2) Inclui os valores de R\$ 116 de variação cambial ativa e R\$ 322 de despesa financeira referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos requeridos pelo IFRS 16 / CPC 06 (R2) (R\$ 279 de variação cambial passiva e R\$ 482 de despesa financeira em 2024).

34.2. Posição patrimonial de transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2025		31.12.2024		31.12.2025		31.12.2024	
	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	14.674	1.587	16.261	30.893	(106.380)	(311.255)	(417.635)	(465.577)
Transpetro	330	16	346	666	(2.807)	(196)	(3.003)	(4.964)
Termoelétricas	2	-	2	11	(311)	(258)	(569)	(602)
Fundo de Investimento Imobiliário	4	-	4	5	(115)	(187)	(302)	(422)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	68	-	68	117	(439)	-	(439)	(468)
Outras controladas e Operações em conjunto	406	698	1.104	1.165	(296)	-	(296)	(322)
	15.484	2.301	17.785	32.857	(110.348)	(311.896)	(422.244)	(472.355)
Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto								
Empresas do Setor Petroquímico	154	-	154	389	(152)	-	(152)	(8)
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	40	-	40	10	-	-	-	(26)
	194	-	194	399	(152)	-	(152)	(34)
Total	15.678	2.301	17.979	33.256	(110.500)	(311.896)	(422.396)	(472.389)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

34.3. Resultado de transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	2025	2024
Controladas e Operações em conjunto		
PIB BV	116.143	26.944
Transpetro	2.714	2.436
Termoelétricas	(72)	(77)
Fundo de Investimento Imobiliário	(46)	(56)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	-	3
Outras controladas e Operações em conjunto	(6.541)	(4.791)
	112.198	24.459
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto		
Empresas do Setor Petroquímico	15.913	18.127
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	907	687
	16.820	18.814
Total - Receitas (Despesas)	129.018	43.273

34.4. Taxas anuais de operações de mútuo

		Controladora Passivo
	31.12.2025	31.12.2024
De 5,01 a 6%	(7.579)	-
De 6,01 a 7%	(3.136)	-
De 7,01 a 8%	(80.309)	(42.676)
De 8,01 a 9%	(75.429)	(69.869)
Total	(166.453)	(112.545)

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 e não circulante.

		Controladora
	31.12.2025	31.12.2024
Contas a receber, líquidas (nota explicativa 14.1)	54.686	82.951
Cessões de direitos creditórios (nota explicativa 30.1)	(58.746)	(85.021)
	2025	2024
Receita financeira FIDC-NP	7.332	6.195
Despesa financeira FIDC-NP	(7.247)	(5.332)
Resultado financeiro	85	863

34.6. Garantias

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às suas 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 assunção do cumprimento de obrigação de terceiro, caso o devedor original não o faça.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

As operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam em 31 de dezembro de 2025 os seguintes saldos a liquidar:

Data de Vencimento das Operações	PGF ⁽¹⁾	PGT ⁽²⁾	31.12.2025	31.12.2024
			Total	Total
2025	-	-	-	4.644
2026	-	396	396	3.160
2027	3.687	6.053	9.740	11.889
2028	6.530	-	6.530	7.498
2029	4.886	3.182	8.068	9.913
2030	7.883	6.262	14.145	2.674
2031 em diante	55.341	2.982	58.323	59.354
Total	78.327	18.875	97.202	99.132

(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 2025 é de R\$ 4.594 (US\$ 835 milhões), e em 31 de dezembro de 2024 era de R\$ 10.342 (US\$ 1.670 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:

	31.12.2025		Consolidado 31.12.2024	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Empresas do setor petroquímico	184	152	401	8
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	238	149	325	90
Subtotal	422	301	726	98
Entidades governamentais				
Tesouro Nacional – Títulos públicos federais	3.037	-	6.898	-
Bancos controlados pela União Federal	88.187	20.855	74.496	16.563
União Federal ⁽¹⁾	-	4.915	-	6.476
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	-	639	-	490
Outros	1.001	938	1.454	529
Subtotal	92.225	27.347	82.848	24.058
Petros	275	1.704	272	1.450
Total	92.922	29.352	83.846	25.606
Circulante	10.435	7.993	9.639	8.557
Não circulante	82.487	21.359	74.207	17.049

(1) Inclui valores de dividendos e arrendamentos.

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

	Consolidado	
	2025	2024
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Empresas do setor petroquímico	16.961	18.906
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	225	262
Subtotal	17.186	19.168
Entidades governamentais		
Tesouro Nacional - Títulos públicos federais	288	773
Bancos controlados pela União Federal	(527)	(10)
União Federal	(238)	(566)
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(2.298)	(3.367)
Outros	(2.669)	(1.379)
Subtotal	(5.444)	(4.549)
Petros	(101)	(99)
Total - Receitas (Despesas)	11.641	14.520
Receitas, principalmente de vendas	17.076	19.063
Compras e serviços	-	79
Receitas (despesas) operacionais	(4.966)	(4.867)
Variações monetárias e cambiais líquidas	339	(524)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(808)	769
Total - Receitas (Despesas)	11.641	14.520

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 19.

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 2025 e 2024 foram as seguintes:

	Controladora (Em reais)	
Remuneração do empregado	2025	2024
Menor remuneração	5.150	4.458
Remuneração média	27.189	25.908
Maior remuneração	116.622	110.931
Quantidade de empregados	43.199	41.778

As remunerações anuais da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2025 e 2024 foram as seguintes:

	Controladora (Em reais)	
Remuneração do dirigente da Petrobras (inclui remuneração variável)	2025	2024
Menor remuneração ⁽¹⁾	2.392.594	2.436.930
Remuneração média ⁽²⁾	3.310.629	3.317.995
Maior remuneração ⁽³⁾	3.027.442	3.035.923

(1) Corresponde a menor remuneração anual, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2025 - CVM/SEP, de 27/02/2025, em que o dirigente tenha atuado por 12 meses. Caso não haja 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 (8.92), conforme Ofício Circular/ANUAL - 2025 - CVM/SEP, de 27/02/2025.

(3) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual, sem qualquer exclusão, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2025 - CVM/SEP, de 27/02/2025.

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:

	2025			Controladora 2024		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	17,1	1,6	18,7	16,7	1,3	18,0
Encargos sociais	4,6	0,3	4,9	4,5	0,3	4,8
Previdência complementar	1,4	-	1,4	1,1	-	1,1
Remuneração variável	15,3	-	15,3	14,5	-	14,5
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,9	-	0,9	2,3	-	2,3
Remuneração total	39,3	1,9	41,2	39,1	1,6	40,7
Remuneração total - pagamento realizado ⁽¹⁾	34,1	1,9	36,0	34,4	1,6	36,0
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	8,92	9,00	17,92	9,00	8,00	17,00

(1) Inclui, em Diretoria Executiva, parcela da remuneração variável para os Administradores relativa a exercícios anteriores.

No exercício de 2025, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros totalizou R\$ 93,60 (R\$ 75,42 no exercício de 2024).

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os membros do Conselho de Administração que participarem dos Comitês de Auditoria Estatutários renunciam à remuneração de Conselheiro de Administração, conforme estabelece o art. 38, § 8º, do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e fizeram jus a uma remuneração total de R\$ 1,34 no exercício de 2025 (R\$ 1,58, considerando os encargos sociais). No exercício de 2024, a remuneração acumulada no período foi de R\$ 2,29 (R\$ 2,72, considerando os encargos sociais).

Em 16 de abril de 2025, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até R\$ 47,57 como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2025 e março de 2026 (R\$ 43,21 no período compreendido entre abril de 2024 e março de 2025, fixado em 25 de abril de 2024).

A remuneração média anual dos membros do Conselho Fiscal da Petrobras, no exercício de 2025, foi de R\$ 169 mil (R\$ 203 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2024, a remuneração média anual foi de R\$ 167 mil (R\$ 200 mil, considerando os encargos sociais).

O programa de remuneração variável dos membros da Diretoria Executiva está condicionado ao atendimento de pré-requisito e de indicadores de desempenho. A remuneração variável a ser paga altera conforme o percentual de atingimento das metas e seu pagamento é diferido em 4 parcelas anuais.

Em 31 de dezembro de 2025, a companhia provisionou R\$ 15,3 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2025 para os membros da Diretoria Executiva (R\$ 14,5 em 31 de dezembro de 2024).

Compromisso de Indenidade

O estatuto social da companhia estabelece desde 2002 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.

Compromisso de Indenidade	Data de aprovação (CA)	Vigência (até a AGO)	Exposição máxima
1º Compromisso	18/12/2018	AGO 2020	1.955
2º Compromisso	25/03/2020	AGO 2022	1.521
3º Compromisso	30/03/2022	AGO 2024	950
4º Compromisso	27/03/2024	AGO 2026	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; (vi) houver a cobrança de valores pagos erroneamente aos membros e ex-membros da Diretoria Executiva compensados por remuneração variável atrelada a resultados financeiros, quando da retificação das demonstrações financeiras, de acordo com as regras de *Clawback* aplicadas pela Securities and Exchange Commission - SEC; ou (vii) 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 dos fluxos de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Valores pagos durante o exercício				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	7.704	6.899	7.178	6.420
Transações que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	2.409	6.212	2.409	6.212
Arrendamentos	74.614	56.222	74.733	58.700
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	(367)	38.902	(420)	38.879
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingências	3.312	1.412	3.255	1.133
Pré pagamento de exportação	-	-	89.798	7.212
Earnout dos campos de Atapu e Sépia	1.302	1.482	1.302	1.482

35.1. Reconciliação da depreciação com a demonstração dos fluxos de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Depreciação e depleção no Imobilizado	102.395	80.452	105.608	83.074
Amortização no Intangível	852	723	817	691
	103.247	81.175	106.425	83.765
Depreciação de direito de uso - recuperação de PIS/COFINS	(987)	(920)	(1.111)	(1.011)
Parcela capitalizada da depreciação	(17.872)	(13.222)	(17.872)	(13.222)
Depreciação, depleção e amortização na DFC e na DVA	84.388	67.033	87.442	69.532

36. Eventos subsequentes

Recebimentos de pagamentos contingentes

Em janeiro de 2026, a companhia recebeu as parcelas de pagamentos contingentes (earnout) dos parceiros dos blocos Sépia e Atapu, referentes ao exercício de 2025, no montante de R\$ 1.650 (nota explicativa 29).

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 do Financial Accounting Standards Board (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 2025, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul, e África do Sul e São Tomé e Príncipe, na África. 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, África do Sul e São Tomé e Príncipe, 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	África	Outros			Total
31 de dezembro de 2025							
Reservas de petróleo e gás não provadas	21.272	1.142	100	-	1.242	22.514	-
Reservas de petróleo e gás provadas	487.238	1.749	-	-	1.749	488.987	4.195
Equipamentos de suporte	699.294	3.277	14	5	3.296	702.590	-
Custos capitalizados brutos	1.207.804	6.168	114	5	6.287	1.214.091	4.195
Depreciação, depleção e amortização	(419.575)	(3.920)	-	(5)	(3.925)	(423.500)	(2.238)
Custos capitalizados, líquidos	788.229	2.248	114	-	2.362	790.591	1.957
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	4.030
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	4.030
Depreciação, depleção e amortização	(358.782)	(5.049)	-	(5)	(5.054)	(363.836)	(2.043)
Custos capitalizados, líquidos	713.010	2.196	-	-	2.196	715.206	1.987
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	2.938
Equipamentos de suporte	500.032	3.670	-	4	3.674	503.706	-
Custos capitalizados brutos	917.161	5.141	-	4	5.145	922.306	2.938
Depreciação, depleção e amortização	(305.017)	(3.928)	-	(4)	(3.932)	(308.949)	(1.401)
Custos capitalizados, líquidos	612.144	1.213	-	-	1.213	613.357	1.537

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	África			Total
31 de dezembro de 2025						
Aquisição de campos com reservas:						
Provas	1.130	-	-	-	1.130	-
Não provadas	139	-	102	102	241	-
Custos de exploração	9.165	1.057	-	1.057	10.222	-
Custos de desenvolvimento	93.217	59	-	59	93.276	182
Total	103.651	1.116	-	1.218	104.869	182
31 de dezembro de 2024						
Aquisição de campos com reservas:						
Provas	-	-	-	-	-	-
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:						
Provas	-	-	-	-	-	-
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

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 2025, 2024 e 2023 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 FASB – 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	Outros			Total
Em 31 de dezembro de 2025							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	635	632	-	22	654	1.289	794
Intersegmentos	331.524	-	-	-	-	331.524	
	332.159	632	-	22	654	332.813	794
Custos de produção	(90.829)	(303)	-	(16)	(319)	(91.148)	(206)
Despesas de exploração	(6.132)	(626)	-	-	(626)	(6.758)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(65.004)	(237)	-	-	(237)	(65.241)	(228)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(10.115)	6	-	-	6	(10.109)	-
Outras despesas operacionais	(14.076)	(50)	314	(20)	244	(13.832)	(38)
Resultado antes dos impostos	146.003	(578)	314	(14)	(278)	145.725	322
Imposto de renda e contribuição social	(49.755)	196	5	7	208	(49.547)	-
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	96.248	(382)	319	(7)	(70)	96.178	322
Em 31 de dezembro de 2024							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	934	714	-	-	714	1.648	906
Intersegmentos	323.287	(1)	-	-	(1)	323.286	-
	324.220	714	-	-	714	324.934	906
Custos de produção	(83.348)	(313)	-	-	(313)	(83.661)	(269)
Despesas de exploração	(4.928)	(69)	-	-	(69)	(4.997)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(49.659)	(240)	-	-	(240)	(49.899)	(190)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(7.561)	(25)	-	-	(25)	(7.586)	-
Outras despesas operacionais	(31.441)	(27)	371	(8)	336	(31.105)	(50)
Resultado antes dos impostos	147.282	41	371	(8)	404	147.686	397
Imposto de renda e contribuição social	(50.216)	(47)	30	20	3	(50.213)	-
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	97.066	(6)	401	12	407	97.473	397
Em 31 de dezembro de 2023							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	3.178	681	-	-	681	3.859	793
Intersegmentos	330.073	2	-	-	2	330.075	-
	333.251	683	-	-	683	333.934	793
Custos de produção	(84.634)	(314)	-	-	(314)	(84.948)	(179)
Despesas de exploração	(4.887)	(5)	-	-	(5)	(4.892)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(50.759)	(223)	-	-	(223)	(50.982)	(132)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(10.301)	-	-	-	-	(10.301)	(367)
Outras despesas operacionais	(12.271)	(75)	(41)	(6)	(122)	(12.393)	(122)
Resultado antes dos impostos	170.399	66	(41)	(6)	19	170.418	(7)
Imposto de renda e contribuição social	(57.941)	(22)	15	6	(1)	(57.942)	-
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	112.458	44	(26)	-	18	112.476	(7)

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 2025, 2024 e 2023 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	
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Total
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)						
Em 01 de janeiro de 2025	9.634	2	-	9.636	13	9.649
Extensões e descobertas	-	2	-	2	2	4
Revisão de estimativas anteriores	1.317	1	-	1.317	3	1.320
Produção no ano	(843)	-	-	(843)	(2)	(845)
Reservas em 31.12.2025	10.108	4	-	10.112	16	10.128
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

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Gás natural no Brasil	Gás natural na América do Sul	Gás sintético no Brasil	Total consolidado	Gás natural na América do Norte	Total
Em 01 de janeiro de 2025	9.582	168	-	9.750	2	9.752
Extensões e descobertas	-	43	-	43	-	43
Revisão de estimativas anteriores	2.023	(2)	-	2.021	-	2.021
Produção no ano	(660)	(17)	-	(677)	(1)	(677)
Reservas em 31.12.2025	10.945	192	-	11.137	2	11.139
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

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás consumido, que representam 32% de nossa reserva provada total de gás natural em 2025.

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 2025, 2024 e 2023:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Óleo equivalente no Brasil	Óleo equivalente na América do Sul	Óleo equivalente sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo equivalente na América do Norte	Total
Em 01 de janeiro de 2025	11.341	32	-	11.372	14	11.386
Extensões e descobertas	-	9	-	9	2	11
Revisão de estimativas anteriores	1.677	-	-	1.677	3	1.680
Produção no ano	(960)	(3)	-	(964)	(2)	(966)
Reservas em 31.12.2025	12.057	38	-	12.095	16	12.112
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

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2025, a companhia incorporou 1.680 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 1.138 milhões de boe decorrente do desempenho dos ativos, com destaque para os campos de Búzios, Tupi, Itapu e Mero, na Bacia de Santos, e outras revisões;
- (ii) adição de 542 milhões de boe devido ao avanço no desenvolvimento dos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, e de projetos de novos poços principalmente em Búzios, Tupi, Marlim Sul e Jubarte, nas bacias de Santos e Campos.

A companhia não teve alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

A reserva provada total da companhia, em 2025, resultou em 12.112 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 966 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 2024, a companhia incorporou 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.

A companhia não teve 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, a companhia incorporou 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.

A companhia não teve alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

Adicionalmente, a companhia incorporou 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.

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:

	2025		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*)			
Entidades Consolidadas			
Brasil	5.394	5.280	6.334
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	63	12
Total Entidades Consolidadas	5.395	5.343	6.346
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	14	2	14
Total Investidas por equivalência patrimonial	14	2	14
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	5.409	5.345	6.361
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*)			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.714	5.665	5.723
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	3	129	26
Total Entidades Consolidadas	4.717	5.794	5.749
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	2	-	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	-	2
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.719	5.794	5.751
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	10.128	11.139	12.112

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 18% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 12% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 9% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 0% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

	2024		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
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 (*):			
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.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

	2023		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
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 (*):			
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.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

Em 2023 a companhia uniformizou 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 rerepresentadas 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, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da 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
		Exterior		
	Brasil	América do Sul	Total	
Em 31 de dezembro de 2025				
Fluxos de caixa futuros	4.155.816	4.255	4.160.071	5.692
Custo de produção futuros	(1.694.340)	(2.467)	(1.696.807)	(651)
Custo de desenvolvimento futuros	(446.144)	(1.207)	(447.351)	(151)
Despesa futura de imposto de renda	(721.106)	(211)	(721.317)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	1.294.226	370	1.294.596	4.889
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados ⁽¹⁾	(601.978)	(145)	(602.123)	(1.706)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	692.248	225	692.473	3.183
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)	(314)	(805.505)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	1.460.311	418	1.460.729	4.121
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados ⁽¹⁾	(690.246)	(164)	(690.410)	(1.406)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	770.065	254	770.319	2.716
Em 31 de dezembro de 2023				
Fluxos de caixa futuros	4.102.959	3.256	4.106.215	6.075
Custo de produção futuros	(1.746.413)	(1.773)	(1.748.186)	(958)
Custo de desenvolvimento futuros	(321.063)	(568)	(321.631)	(64)
Despesa futura de imposto de renda	(704.872)	(218)	(705.090)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	1.330.611	697	1.331.308	5.054
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados ⁽¹⁾	(601.934)	(230)	(602.164)	(1.595)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	728.677	466	729.143	3.459

(1) Capitalização semestral

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	Exterior América do Sul	Total	
Em 01 de janeiro de 2025	770.065	254	770.319	2.716
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(241.326)	(249)	(241.575)	(584)
Custos de desenvolvimento incorridos	93.217	59	93.276	182
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	-	-	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	-	345	345	347
Revisões de estimativas anteriores de volumes	196.507	(13)	196.494	518
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(206.856)	79	(206.777)	(69)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(100.656)	(400)	(101.056)	(11)
Acréscimo de desconto	77.007	57	77.063	274
Variação líquida do imposto de renda	65.038	112	65.150	-
Outros - não especificados	-	(31)	(31)	(316)
Ajuste acumulado de conversão	39.252	12	39.264	126
Em 31 de dezembro de 2025	692.247	225	692.472	3.183
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)
Acréscimo 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)
Acréscimo 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

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 2025:

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.

Nossa atuação no PPT foi pautada no cumprimento dos contratos de suprimentos de gás natural celebrados com as usinas termelétricas integrantes do programa. O último contrato vigente no âmbito do programa se encerrou em 08/12/2024. Em 2025, houve ajuste, devido a variação cambial, referente aos últimos meses de 2024, o que gerou um impacto negativo no resultado de R\$ 1,5.

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. Não houve valores aplicados ao CONPET pela Petrobras em 2025.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

BRUNO MORETTI

PRESIDENTE

ALOISIO MACÁRIO FERREIRA DE SOUZA

CONSELHEIRO

FRANCISCO PETROS OLIVEIRA LIMA
PAPATHANASIADIS

CONSELHEIRO

JERÔNIMO ANTUNES

CONSELHEIRO

JOSÉ FERNANDO COURA

CONSELHEIRO

JOSÉ JOÃO ABDALLA FILHO

CONSELHEIRO

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

CONSELHEIRA

MARCELO WEICK POGLIESE

CONSELHEIRO

RAFAEL RAMALHO DUBEUX

CONSELHEIRO

RENATO CAMPOS GALUPPO

CONSELHEIRO

ROSANGELA BUZANELLI TORRES

CONSELHEIRA

DIRETORIA EXECUTIVA

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

PRESIDENTE

ANGÉLICA GARCIA COBAS LAUREANO

**DIRETORA EXECUTIVA DE TRANSIÇÃO
ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE**

CLARICE COPPETTI

**DIRETORA EXECUTIVA DE ASSUNTOS
CORPORATIVOS**

CLAUDIO ROMEO SCHLOSSER

**DIRETOR EXECUTIVO DE LOGÍSTICA,
COMERCIALIZAÇÃO E MERCADOS**

FERNANDO SABBI MELGAREJO

**DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE
RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES**

RENATA FARIA RODRIGUES BARUZZI LOPES

**DIRETORA EXECUTIVA DE ENGENHARIA,
TECNOLOGIA E INOVAÇÃO**

RICARDO WAGNER DE ARAÚJO

**DIRETOR EXECUTIVO DE GOVERNANÇA E
CONFORMIDADE**

SYLVIA MARIA COUTO DOS ANJOS

**DIRETORA EXECUTIVA DE EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO**

WILLIAM FRANÇA DA SILVA

**DIRETOR EXECUTIVO DE PROCESSOS
INDUSTRIAIS E PRODUTOS**

CARLOS HENRIQUE VIEIRA CANDIDO DA SILVA
CONTADOR-CRC-RJ-062563/O-5

O Orçamento de Capital para 2026 da Petrobras contempla investimentos totais de R\$ 114 bilhões (cento e quatorze bilhões de reais), destinando-se aos seguintes segmentos:

- R\$ 83,6 bilhões (oitenta e três bilhões, seiscentos milhões de reais) para Exploração & Produção;
- R\$ 19,9 bilhões (dezenove bilhões, novecentos milhões de reais) para Refino, Transporte e Comercialização;
- R\$ 7,5 bilhões (sete bilhões, quinhentos milhões de reais) para Gás e Energias de Baixo Carbono; e
- R\$ 3,0 bilhões (três bilhões de reais) para Corporativo.

O valor previsto para orçamento de capital será atendido exclusivamente por recursos próprios oriundos dos lucros e caixa gerados pelas operações da companhia.

Desta forma, com base no artigo 196, da Lei nº 6.404, de 15.12.1976, acrescentado pela Lei nº 10.303/2001, o Conselho de Administração da Petrobras está propondo a esta Assembleia Geral Ordinária, com parecer favorável do Conselho Fiscal, a aprovação do Orçamento de Capital para 2026, no montante de R\$ 114 bilhões (cento e quatorze bilhões de reais).

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 2025;

(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 2025.

Rio de Janeiro, 5 de março de 2026.

Magda Maria de Regina Chambriard

Presidente

Renata Faria Rodrigues Baruzzi Lopes

Diretora Executiva de Engenharia, Tecnologia e Inovação

Angélica Garcia Cobas Laureano

Diretora Executiva de Transição Energética e Sustentabilidade

Ricardo Wagner de Araújo

Diretor Executivo de Governança e Conformidade

Clarice Coppetti

Diretora Executiva de Assuntos Corporativos

Sylvia Maria Couto dos Anjos

Diretora Executiva de Exploração e Produção

Claudio Romeo Schlosser

Diretor Executivo de Logística, Comercialização e Mercados

William França da Silva

Diretor Executivo de Processos Industriais e Produtos

Fernando Sabbi Melgarejo

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores



KPMG Auditores Independentes Ltda.
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

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") e suas controladas, que compreendem o balanço patrimonial individual e consolidado em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada, da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e suas controladas em 31 de dezembro de 2025, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus 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 contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*) 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 as normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e aplicáveis a auditoria de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil. Nós também cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

1 – Avaliação da mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde

Conforme Notas Explicativas nºs 4.4 e 19.3 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
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 com benefício definido e de 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 com benefício definido e de saúde. Consideramos a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de 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 com benefício definido e de saúde.	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 com benefício definido e de 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 2025.

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	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
A Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa ("UGCs") de exploração e produção, 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 (<i>Brent</i>), 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 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 UGCs de exploração e produção como um principal assunto de auditoria devido ao grau de complexidade e subjetividade na definição das UGCs de exploração e produção e, o impacto que alterações nas premissas futuras poderiam ter na estimativa do valor recuperável.	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 UGCs 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 2025 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. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o valor recuperável dos ativos das UGCs de exploração e produção no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.
--	---

3 – Avaliação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas

Conforme Notas Explicativas nºs 4.6 e 21 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
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 da 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.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a: – Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas, incluindo controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas-chave que compreendem os prazos para o abandono da áreas, e os custos estimados de abandono; – Avaliação das premissas dos prazos de abandono usados pela Companhia por meio da comparação das curvas de produção e vida útil das reservas utilizadas na estimativa, com os volumes de reservas de petróleo e gás natural certificados por especialista externo de reservas contratado pela Companhia; – Avaliação, 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 2025.
--	--

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de *IFRS Accounting Standards*, 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 dos auditores

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 como parte do nosso trabalho da auditoria das demonstrações financeiras.

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 contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*), 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 individuais e consolidadas.

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.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas do grupo. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria executado para os propósitos da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

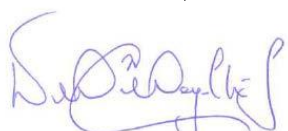
Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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 consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 05 de março de 2026

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Ulysses M. Duarte Magalhães
Contador CRC RJ-092095/O-8

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada nesta data, examinou os seguintes documentos emitidos pela PETROBRAS e apreciados pelo Conselho de Administração, em 05 de março de 2026: I – Relatório da Administração do Exercício de 2025; II – Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025; III – Proposta de Distribuição de Dividendos do exercício de 2025; e IV – Proposta de Orçamento de Capital 2026.

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 05 de março de 2026, 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 2026.

Os Conselheiros Fiscais declaram não conhecer quaisquer outros eventos que possam afetar as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

Rio de Janeiro, 05 de março de 2026

Viviane Aparecida da Silva Varga
Presidente do Conselho Fiscal

Daniel Cabaleiro Saldanha
Conselheiro Fiscal

Reginaldo Ferreira Alexandre
Conselheiro Fiscal

Ronaldo Dias
Conselheiro Fiscal

Eduardo Damazio da Silva Rezende
Assessor Técnico
CRC/RJ- 084155/O-3

Aos Conselheiros de Administração da
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Apresentação

O Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras (“CAE” ou “Comitê”) é um órgão de caráter permanente, vinculado diretamente ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras (“Companhia”), possui Regimento Interno próprio (“Regimento”), sendo regido pelas regras previstas na legislação e demais regulações brasileiras – especialmente pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016, Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, Decreto nº 11.048, de 18 de abril de 2022 e Resolução CVM nº 23 da Comissão de Valores Mobiliários, de 25 de fevereiro de 2021, e demais regulações aplicáveis, inclusive a Sarbanes-Oxley Act (“SOx”) e regras emitidas pela U.S. Securities and Exchange Commission (“SEC”) e pela Bolsa de Valores de Nova Iorque (“NYSE”).

O CAE tem por finalidade assessorar o Conselho de Administração no exercício de suas funções, atuando principalmente sobre (i) a qualidade, transparência e integridade das demonstrações financeiras consolidadas anuais e trimestrais; (ii) a efetividade dos processos de controles internos para a produção de relatórios financeiros; (iii) a atuação, independência e qualidade dos trabalhos dos auditores independentes e dos auditores internos; (iv) o gerenciamento de riscos; (v) as transações com partes relacionadas; (vi) os cálculos e resultados atuariais dos planos e benefícios mantidos pela Fundação Petrobras de Seguridade Social; (vii) o monitoramento das atividades do plano de assistência à saúde na modalidade autogestão; e (viii) a adequação das ações de prevenção e combate à fraude e corrupção.

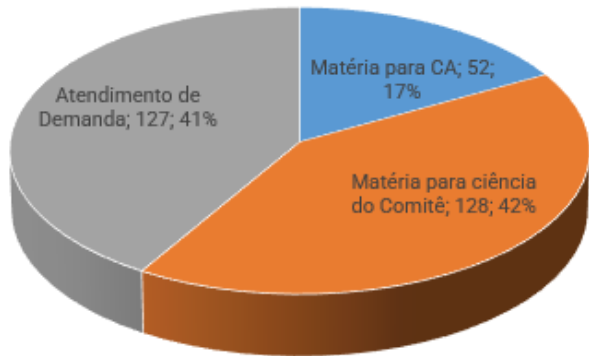
O CAE é composto por quatro membros, escolhidos pelo Conselho de Administração dentre seus integrantes e externos. Ao menos um dos membros do CAE deverá ser integrante do Conselho de Administração da Petrobras eleito pelos acionistas minoritários ou pelos detentores de ações preferenciais. Em 04/03/2026, compõem o CAE 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 do CAE no Exercício 2025

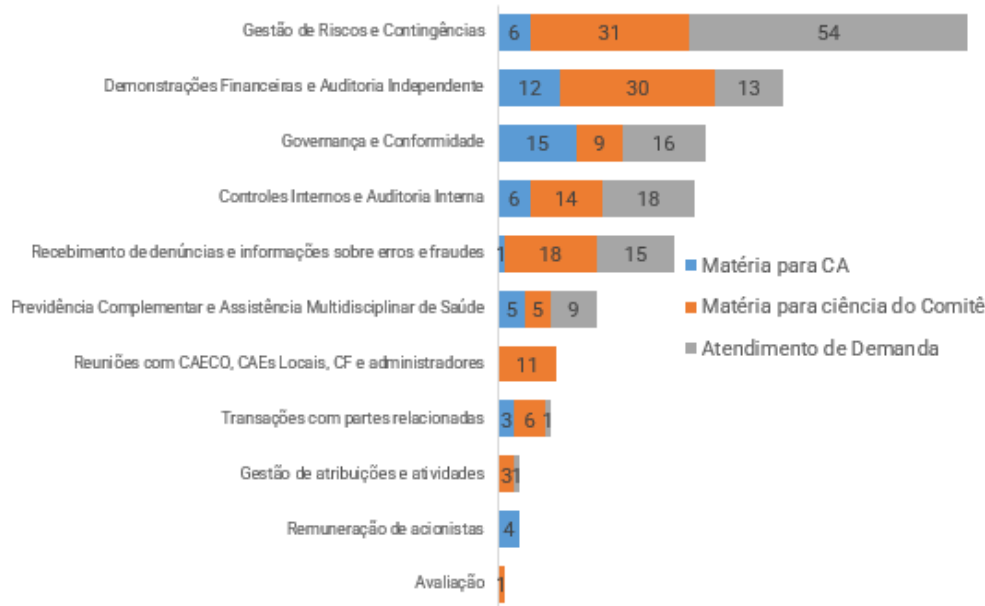
No período de 24 de fevereiro de 2025 (após a reunião ordinária do CAE que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao Exercício findo em 31/12/2024) a 04 de março de 2026 (data da reunião ordinária que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao Exercício findo em 31/12/2025), o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras realizou 56 reuniões que contemplaram 307 pautas, envolvendo Conselheiros de Administração, Conselheiros Fiscais, Diretores Executivos, Gerentes Executivos, Advogado-Geral, Ouvidor-Geral, Corregedor-Geral, Auditores Internos, Auditores Independentes, Advogados Internos e Externos e membros de Comitês de Auditoria das Participações Societárias da Petrobras, assim segregadas:

Período de 24/02/2025 a 04/03/2026		
Total de reuniões	56 reuniões	4,7 reuniões / mês
Total de pautas	307 pautas	5,5 pautas / reunião

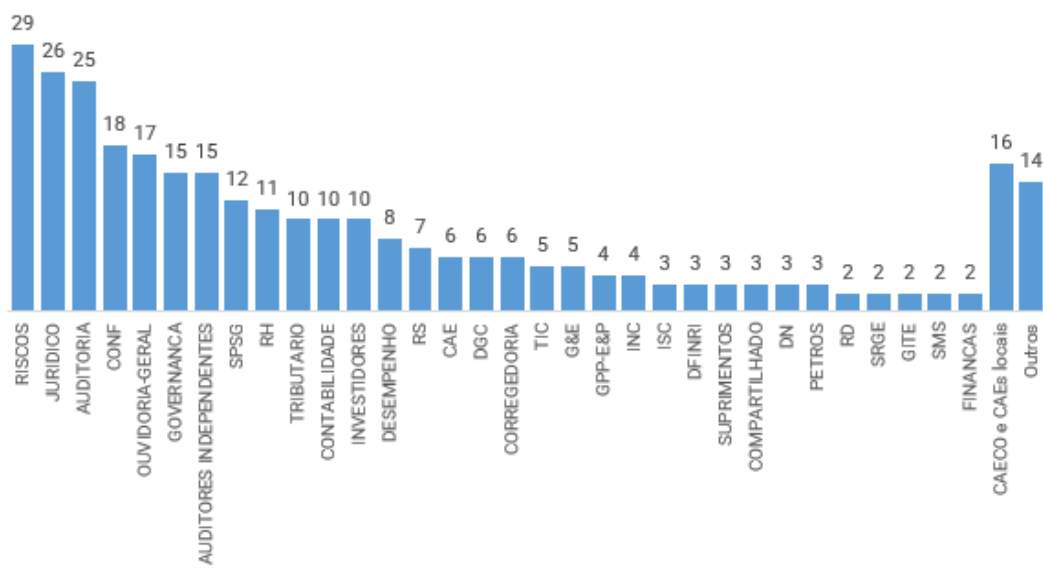
307 Pautas Apreciadas pelo CAE no período - por Tipo



307 Pautas Apreciadas pelo CAE no período - por Grandes Temas



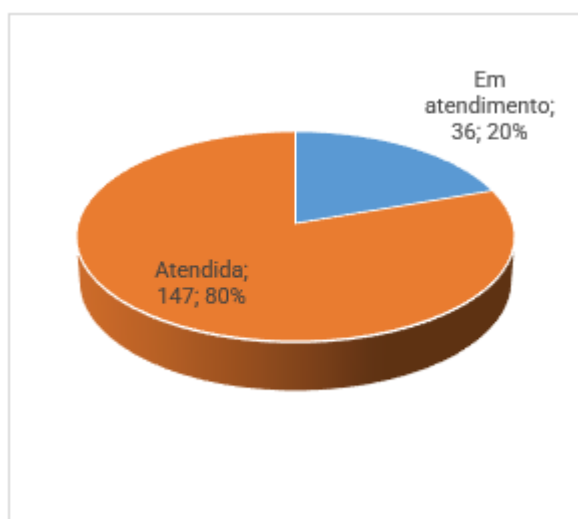
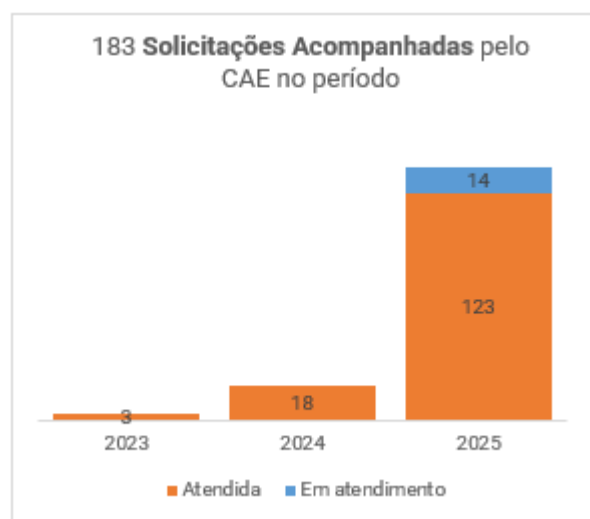
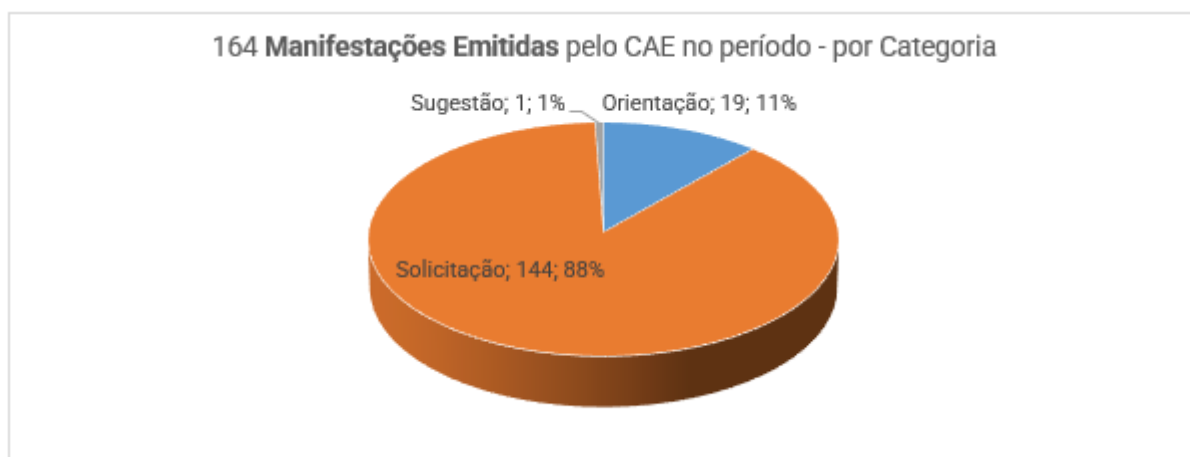
307 Pautas Apreciadas pelo CAE no período - por Área Responsável

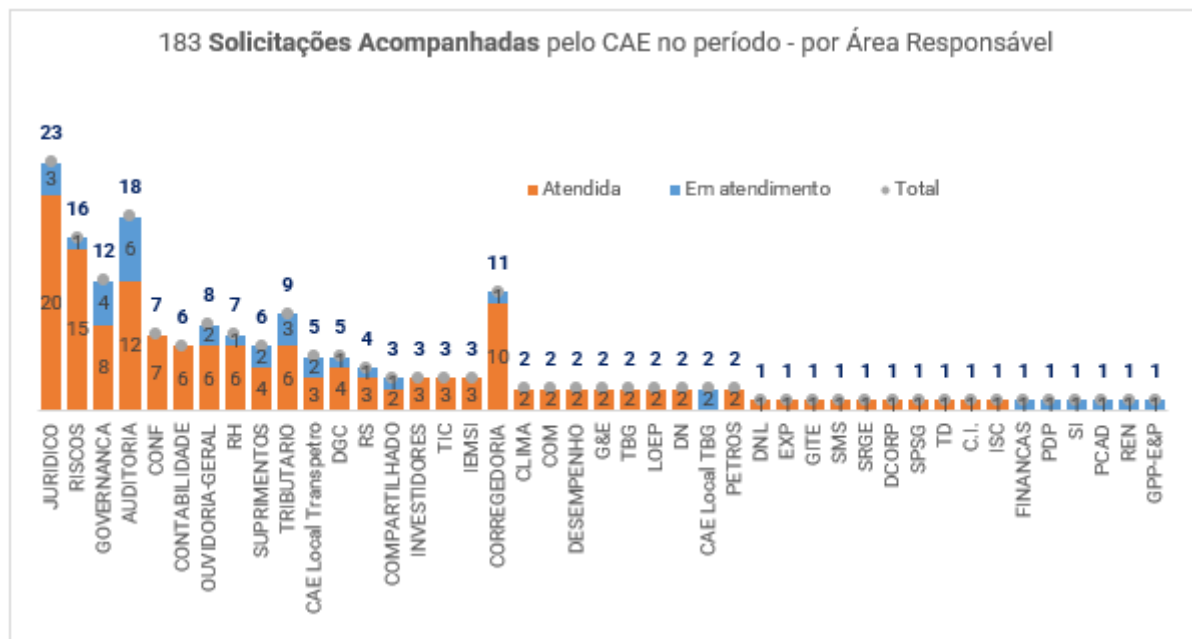


Nesse período, o CAE emitiu 164 Manifestações, o que representa uma média de 2,9 manifestações por reunião. As manifestações podem ser solicitações, orientações e sugestões, conforme definidas no padrão de funcionamento do Comitê:

- 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 183 Solicitações, das quais 147 foram atendidas nesse período.





Legenda:

CI – Comitê de Integridade

COM – Comunicação

DCORP – Diretoria de Assuntos Corporativos

DFINRI – Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores

DGC – Diretoria de Governança e Conformidade

DN – Desenvolvimento de Negócios

EXP – Exploração

G&E – Gás e Energia

GITE – Gestão Integrada de Transição Energética

GPP-E&P – Gestão de Parcerias e Processos de E&P

IEMSI – Informações Estratégicas e Monitoramento do Sistema de Integridade

ISC – Inteligência e Segurança Corporativa

LOEP – Logística de E&P

PCAD – Planejamento da Cadeia de Materiais, Gestão de Armazéns e Destinação Sustentável

REN – Energia Renovável

RH – Recursos Humanos

RS – Responsabilidade Social

SI – Segurança da Informação

SMS – Segurança, Meio Ambiente e Saúde

SPSG – Supervisão de Planos de Previdência, Operações e Gestão Financeira de Seguros e Garantias

SRGE – Sistemas De Superfície, Refino, Gas e Energia

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.

TD – Transformação Digital

TIC – Tecnologia da Informação e Telecomunicações

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacam-se as seguintes:

- Supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras e informações trimestrais, relativas ao exercício social findo em 31/12/2025, mediante reuniões periódicas com os administradores e auditores independentes;
- Avaliação das recomendações sobre a remuneração dos acionistas, verificando a consistência com políticas de dividendos, estrutura de capital e fluxo de caixa livre; Análises dos conteúdos dos relatórios divulgados ao mercado (Relatório da Administração Exercício 2024, Form-20F 2024, Formulário de Referência 2025 – ano base 2024, Relatório de Sustentabilidade ano-base 2024 e Relatórios Fiscais trimestrais e do exercício 2025);
- Apreciação da Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa 2025 (ano base 2024) e do Informe sobre o Código Brasileiro de Governança Corporativa 2025;

- Análises e debates trimestrais com a área jurídica sobre as contingências passivas e ativas, nas esferas administrativas, judiciais e arbitrais;
- Apreciação do comportamento dos riscos classificados como Altos e Muito Altos e dos Riscos Estratégicos para fins de reporte à Alta Administração, além do acompanhamento da evolução da Matriz de Riscos da Petrobras, dos reportes de riscos operacionais monitorados corporativamente via metodologia “bow tie”, bem como apreciação do Relatório Integrado de Atividades de Gestão de Riscos Empresariais 2024;
- Reuniões mensais de reporte da Ouvidoria-Geral sobre as denúncias de alto e muito alto risco, e todas aquelas relativas às pessoas da Alta Administração e de reporte trimestral das denúncias de incidentes de conformidade de muito alto e alto risco;
- Recebimento, encaminhamento e monitoramento de denúncias através do Relatório de Integridade e do Relatório Integrado da Ouvidoria Geral; e realização de 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);
- Avaliação, aprovação e acompanhamento do Plano Anual de Atividades da Auditoria Interna 2025, assim como análises dos pontos de atenção relevantes (muito alto, alto e médio riscos) e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como o monitoramento de providências saneadoras adotadas pela Administração;
- Análises do relatório trimestral das transações com partes relacionadas da Petrobras e apreciação de 4 transações que demandaram análise prévia do CAE;
- Monitoramento 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 2024, Revisão Anual das Premissas Atuariais CVM 2025 Petrobras e acompanhamento da Governança e a Política de Investimentos da Fundação Petros;
- Análise dos relatórios consolidados sobre o custeio do benefício de assistência à saúde na modalidade autogestão, monitoramento das atividades e das medidas corretivas apontadas em auditorias.
- 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 TBG, com o objetivo de supervisionar os trabalhos desenvolvidos por esses colegiados.
- Visitas às instalações da Petrobras Transporte S.A (Transpetro), à Petrobras Biocombustível S.A. (PBIO), à Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA), ao Complexo Boaventura, à Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros), ao CENPES e ao Laboratório de Inovação da Auditoria Interna da Petrobras (AUDLABS), com o objetivo de observar *in loco* a operação e o cotidiano das unidades, e obter uma visão mais clara dos processos. Essas ações aproximaram o Comitê das equipes, facilitando o diálogo sobre melhorias e desafios operacionais.

5. 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 – cujos Planos de Ação encontram-se concluídos ou em andamento – foram cercados de procedimentos mitigatórios satisfatórios, visando minimizar eventuais riscos de controles internos que pudessem impactar as demonstrações contábeis relativas ao exercício social findo em 31/12/2025.

6. 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 findo em 31 de dezembro de 2025 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:

- i. os processos de controles internos para a produção dos relatórios financeiros foram efetivos e as ações de prevenção e combate à fraude e corrupção foram adequadas;
- ii. a Auditoria Interna tem orçamento financeiro compatível com a sua estrutura organizacional, permitindo um desempenho satisfatório de suas funções, com atuação independente;
- iii. a Auditoria Independente foi efetiva e não foi reportada nenhuma ocorrência que pudesse comprometer sua independência;
- iv. a gestão e o monitoramento dos principais fatores de riscos foram gerenciados pela Administração;
- v. 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;
- vi. 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; e
- vii. o Plano de Assistência à Saúde na Modalidade Autogestão observa as exigências regulatórias da legislação vigente no que se refere as diretrizes e parâmetros mínimos de governança, e adota processos contínuos de monitoramento e avaliação, garantindo a implementação efetiva das melhores práticas de gestão e conformidade para sustentabilidade do plano.

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 2025 para submissão posterior à Assembleia Geral de Acionistas.

Rio de Janeiro, 04 de março de 2026.

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



O BRASIL É A NOSSA ENERGIA

PETR
B3 LISTED N2

PBR
LISTED
NYSE

PBRA
LISTED
NYSE



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

