

1. Atividades do emissor

1.1. Descrever sumariamente o histórico do emissor

A Petrobras foi constituída pela União Federal, através da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, sob forma de sociedade por ações, a fim de conduzir as atividades correlatas à indústria de petróleo e gás natural pelo governo brasileiro. A Companhia começou suas operações em 1954 e durante aproximadamente quarenta anos conduziu com exclusividade as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e de refino de petróleo no Brasil.

Como parte de uma reforma abrangente na regulamentação da indústria de petróleo e gás, o congresso brasileiro aprovou uma emenda à Constituição Federal do Brasil em 1995, a fim de autorizar o governo brasileiro a contratar qualquer empresa privada ou estatal para realizar atividades de exploração, produção, refino, comercialização e transporte de óleo, gás natural e derivados. Em 6 de agosto de 1997, o governo promulgou a Lei nº 9.478 (“Lei do Petróleo”) que estabeleceu um sistema regulamentar com base em concessões, cancelou o direito exclusivo da Petrobras de conduzir atividades de petróleo e gás e permitiu a concorrência em todos os aspectos da indústria no Brasil. Desde então, a Companhia está operando em um ambiente competitivo. A Lei do Petróleo também criou uma agência reguladora independente e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”), para regular a indústria do petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil e promover um ambiente competitivo para o setor.

A nova fronteira exploratória descoberta na camada pré-sal, levou o governo brasileiro a promulgar, em 2010, três leis que constituíram o novo marco regulatório para a exploração e a produção de petróleo e gás natural em áreas não licitadas do pré-sal (“Novo Marco Regulatório”): as Leis nº 12.276/10 (Cessão Onerosa), 12.351/10 (Partilha de Produção) e 12.304/10 (Pré-Sal Petróleo S.A - PPSA). As Leis do Novo Marco Regulatório não alteram os termos dos contratos de concessão já firmados.

Em 2016, o governo brasileiro promulgou as Leis: (i) nº 13.303, que dispõe sobre o estatuto jurídico, dentre outras, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias no âmbito da União Federal e (ii) nº 13.365, que dispõe sobre a faculdade (e não mais obrigatoriedade) da Companhia atuar como operadora e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção, de que trata a Lei nº 12.351/10. Com a promulgação de tais diplomas legais o ambiente regulatório que afeta a Companhia, notadamente no que tange a sua governança e suas atividades ganha novos contornos. Para mais detalhes sobre as referidas leis, ver item 1.6 deste Formulário de Referência.

As ações ordinárias e preferenciais da Companhia são negociadas na bolsa de valores B3 desde 1968. A Petrobras foi constituída como empresa estatal, de acordo com a Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953 (posteriormente revogada pela Lei nº 9.478, de 1997) e a maioria do seu capital votante deve pertencer à União Federal. Em 2000, as ações ordinárias da Petrobras começam a ser negociadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque (“NYSE”) sob a forma de American Depositary Shares (“ADSs”), representadas por American Depositary Receipts (“ADRs”).

Os eventos históricos marcantes na história da Companhia desde a sua constituição, estão descritos no Formulário de Referência do exercício encerrado em 2022.

1.2. Descrever sumariamente as atividades principais desenvolvidas pelo emissor e suas controladas

O objeto social da Petrobras está definido no art. 3º do Estatuto Social da Petrobras, que prevê que:

“A Companhia tem como objeto social 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, e quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

§1º- 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 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

§2º- A Petrobras, diretamente ou através de suas subsidiárias integrais e de suas controladas, associada ou não a terceiros, poderá exercer no País ou fora do território nacional qualquer das atividades integrantes de seu objeto social”.

A Petrobras é uma das maiores produtoras de óleo e gás do mundo. Segundo compilação dos dados publicados mensalmente no Boletim Mensal de Produção da ANP¹, em 2024, os campos operados pela Companhia produziram 89,4% da produção total de óleo e gás natural do Brasil, enquanto outras operadoras responderam por 10,6% da produção. Considerando a produção por concessionário, a produção de óleo e gás natural da Companhia equivaleu a 61,8% do que é produzido no Brasil e dos outros concessionários 38,2%.

Em decorrência dos mais de 50 anos atuando nas bacias marítimas brasileiras, a Companhia desenvolveu um conhecimento técnico especial na exploração e produção em águas profundas e ultra profundas, se tornando líder mundial nessa classe de ativo, segundo compilação de dados publicados em base de dados da consultoria Rystad Energy².

A maior parte das reservas provadas da Companhia está localizada nas bacias *offshore* adjacentes de Campos e Santos, no sudeste do Brasil. Essa proximidade permite à Petrobras otimizar sua infraestrutura e limitar os custos de exploração, desenvolvimento e produção.

A Companhia também atua nos mercados de refino, transporte e comercialização, possuindo e operando 10 refinarias. As refinarias são responsáveis pela maior parte da capacidade de refino no Brasil, que está substancialmente concentrada na região Sudeste, onde se encontram os mercados mais populosos e industrializados do país e adjacente às principais fontes de petróleo e gás natural nas bacias de Campos e Santos.

Além disso, a Companhia atua na geração e comercialização de energia, nas atividades de biocombustíveis, petroquímica e fertilizantes, por meio de ativos próprios e participações em algumas empresas.

No exterior, a Companhia está presente nas seguintes regiões: América do Sul (Argentina, Bolívia e Colômbia), América do Norte (Estados Unidos e México), Europa (Holanda e Alemanha), Ásia (Singapura) e África (República Democrática de São Tomé e Príncipe, além da aquisição de participação no bloco DWOB na República da África do Sul, cuja conclusão está atualmente sujeita à aprovação dos órgãos reguladores locais).

Segue abaixo uma breve descrição das atividades desenvolvidas por região:

América do Sul: (i) exploração e produção de óleo e gás e transporte de gás (Argentina, Bolívia e Colômbia) e (ii) produção, distribuição e comercialização de produtos e serviços (Argentina e Colômbia). Além desses países, a

¹ BOLETIM MENSAL DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. Brasília, DF: ANP, Boletim mensal com os dados da produção de petróleo e gás natural no Brasil, informações sobre estados produtores, bacias, campos e poços produtores. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 07/03/2025.

² IRYSTAD ENERGY. uCUBE: CUBEScript(UCube) Report S(TabName:[Data Values], Year;) F(On-Offshore;Asset) C(Year:"2022 - 2025";Data Values) R(Water Depth Group;Company) V(Production:kbbl/d."Base unit bbl"). Oslo, Noruega Acesso em: 10/03/2025.

Companhia continua no Chile e Paraguai, por meio de contrato de licenciamento de marcas Petrobras, em decorrência da venda de seus ativos nesses países.

América do Norte: (i) produção não consolidada de petróleo e gás por meio da participação minoritária de 20% da Petrobras America Inc. ("PAI") na joint venture com a Murphy (Estados Unidos). A PAI também atua nas atividades de trading de petróleo, derivados, GNL e renováveis, predominantemente nas regiões da América do Norte e América Central; e (ii) participação de 36,1% no capital da Braskem, empresa do segmento de petroquímica que possui ativos operacionais nos Estados Unidos e no México.

Europa: a Petrobras está presente na Europa, por meio: (a) da sua subsidiária integral Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), situada na Holanda, que atua como *holding* das participações da Companhia no exterior, com destaques para a Petrobras Netherlands B.V. (PNBV), com atividades de *holding* e *procurement*; a Petrobras Global Trading B.V (PGT BV), com atividades de *trading de petróleo, derivados, GNL e renováveis, predominantemente nas regiões da Europa, África e Oriente médio*; a Petrobras Global Finance B.V. (PGF-BV), com atividades de captação de recursos financeiros no mercado internacional de capitais; e a Petrobras de Valores Internacional de España S.L. (PVIE), com atividades de *holding*; (b) da Transpetro International B.V. (TI-BV, Holanda), subsidiária integral da Transpetro (subsidiária integral da Petrobras); e (c) da participação de 36,1% no capital da Braskem, empresa do segmento de petroquímica que possui ativos operacionais na Alemanha.

Ásia: na Ásia a presença da Companhia se destina a atuar nesse mercado estratégico, visando novas oportunidades de negócios por meio de sua subsidiária Petrobras Singapore Private Limited (PSPL), localizada em Singapura, realizando atividades de *trading* de petróleo, derivados, GNL e renováveis, predominantemente para a China, a Índia, o Sudeste da Ásia e o Oriente Médio.

África: a Petrobras concluiu em fevereiro de 2024 a aquisição de participações minoritárias, como parceiro não operador, em 3 blocos exploratórios, em São Tomé e Príncipe. Em outubro de 2024, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a atuação na África do Sul, no bloco Deep Western Orange Basin (DWOB), cuja conclusão está atualmente sujeita à aprovação dos órgãos reguladores locais.

Para informações mais detalhadas sobre as atividades desenvolvidas pela Companhia e suas controladas, os seus mercados de atuação e diversificação geográfica, ver os itens 1.3 e 1.4 deste Formulário de Referência.

1.3. Em relação a cada segmento operacional que tenha sido divulgado nas últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social ou, quando houver, nas demonstrações financeiras consolidadas, indicar as seguintes informações:

a. produtos e serviços comercializados

Os negócios da Companhia estão divididos em três principais segmentos:

Segmento	Descrição
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.
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, e produção de fertilizantes da companhia.
Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Contempla as atividades de logística, comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia através de usinas termelétricas, bem como os resultados de operações de processamento de gás natural. O segmento contempla também negócios de energias renováveis, serviço de baixo carbono (CCUS) e a produção de biodiesel de seus coprodutos.

Além disso, a classificação “Corporativo e outros negócios” inclui 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).

b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor

Segmento	31/12/2024 (valores em R\$)	%	31/03/2025 (valores em R\$)	%
E&P	324.934.000.000	66,20%	88.169.000.000	71,60%
RTC	457.774.000.000	93,27%	116.819.000.000	94,85%
G&EBC	51.394.000.000	10,47%	10.867.000.000	8,82%
CORP & OUTROS	1.719.000.000	0,35%	451.000.000	0,38%
RECEITA AGREGADA	835.821.000.000	170,29%	216.306.000.000	175,65%
ELIMINAÇÕES ⁽¹⁾	(344.992.000.000)	-70,29%	(93.162.000.000)	(75,65%)
CONSOLIDADO	490.829.000.000	100,00%	123.144.000.000	100,00%

(1) Correspondem às operações internas entre os segmentos de negócio da Companhia, as quais são eliminadas quando da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas.

c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor

Segmento	31/12/2024 (valores em R\$)	%	31/03/2025 (valores em R\$)	%
E&P	97.870.000.000	264,45%	29.228.000.000	82,73%
RTC	6.683.000.000	18,06%	2.155.000.000	6,10%
G&EBC	3.895.000.000	10,52%	(77.000.000)	(0,22%)
CORP & OUTROS	(69.112.000.000)	(186,74%)	3.467.000.000	9,81%
LUCRO/PREJUÍZO AGREGADO	39.336.000.000	106,29%	34.773.000.000	98,42%
ELIMINAÇÕES ⁽¹⁾	(2.327.000.000)	(6,29%)	558.000.000	1,58%
CONSOLIDADO	37.009.000.000	100,00%	35.331.000.000	100,00%

(1)Correspondem às operações internas entre os segmentos de negócio da Companhia, as quais são eliminadas quando da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas.

1.4. Em relação aos produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 1.3, descrever:

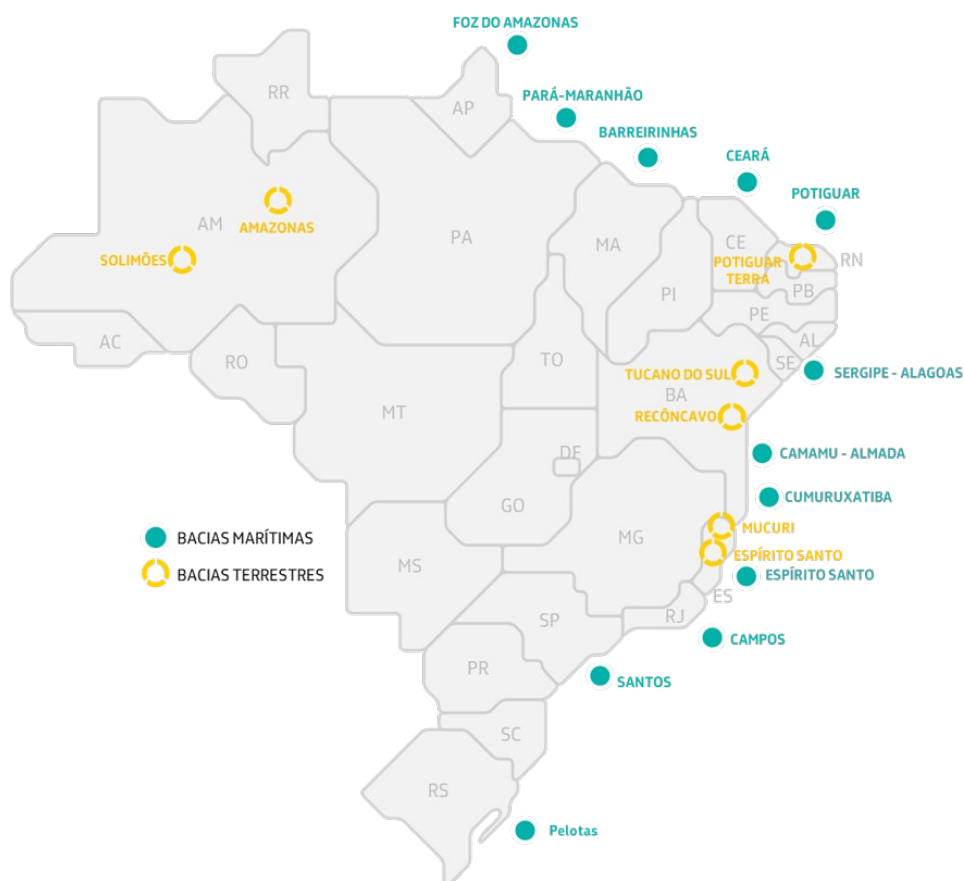
- a. características do processo de produção
- b. características do processo de distribuição
- c. características dos mercados de atuação, em especial:
 - i. participação em cada um dos mercados
 - ii. condições de competição nos mercados

1. Exploração e Produção (E&P)

Visão Geral

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural são os principais componentes de portfólio da Petrobras e incluem exploração *offshore* e *onshore*, avaliação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de petróleo e gás natural, produzindo petróleo e gás natural de forma segura e lucrativa.

As atividades da Companhia estão focadas em reservatórios de petróleo em águas profundas e ultraprofundas no Brasil, que representam 98% de sua produção de petróleo. Adicionalmente, possui atividades em campos maduros em terra e águas rasas, principalmente no Brasil, mas também no exterior, conforme detalhado a seguir. Os ativos brasileiros de exploração e produção representam 88% dos blocos e campos da Petrobras, 99% de sua produção global de petróleo e 99,6% de suas reservas de petróleo e gás natural.



Considerando exclusivamente nossos direitos, podemos explorar e produzir óleo e gás no Brasil em uma área de 65.996 km²

TERRA
1%
da área total

MAR
99%
da área total



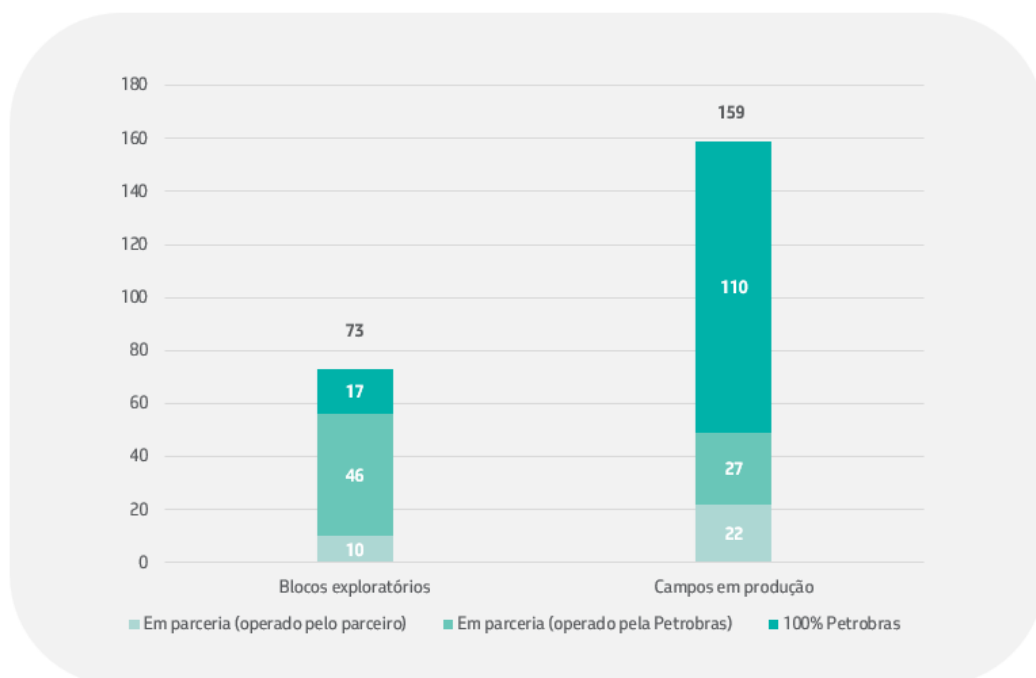
84%
áreas a serem
desenvolvidas

(em fase de exploração e desenvolvimento)

16%
áreas
desenvolvidas

Em 31 de dezembro de 2024, a Petrobras possuía 232 blocos e campos em exploração e produção, incluindo 105 consórcios com outras empresas de petróleo e gás no Brasil e em outros países. Dos 232 blocos e campos, 201 estão sob Contratos de Concessão, 22 estão sob Contratos de Partilha de Produção e 9 são regulados por Contratos de Cessão Onerosa. Adicionalmente, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a aquisição de participação no bloco Deep Western Orange Basin ("DWOB") na República da África do Sul.

Número de blocos e campos de exploração e produção



Como a maioria das grandes empresas de óleo e gás, a Petrobras atua em parcerias, utilizando consórcios de E&P na exploração de blocos e na produção de campos de petróleo, principalmente em águas ultraprofundas no Brasil.

A Companhia lidera e opera consórcios de E&P responsáveis por alguns grandes projetos em desenvolvimento, como Mero, Atapu, Búzios e Sépia.

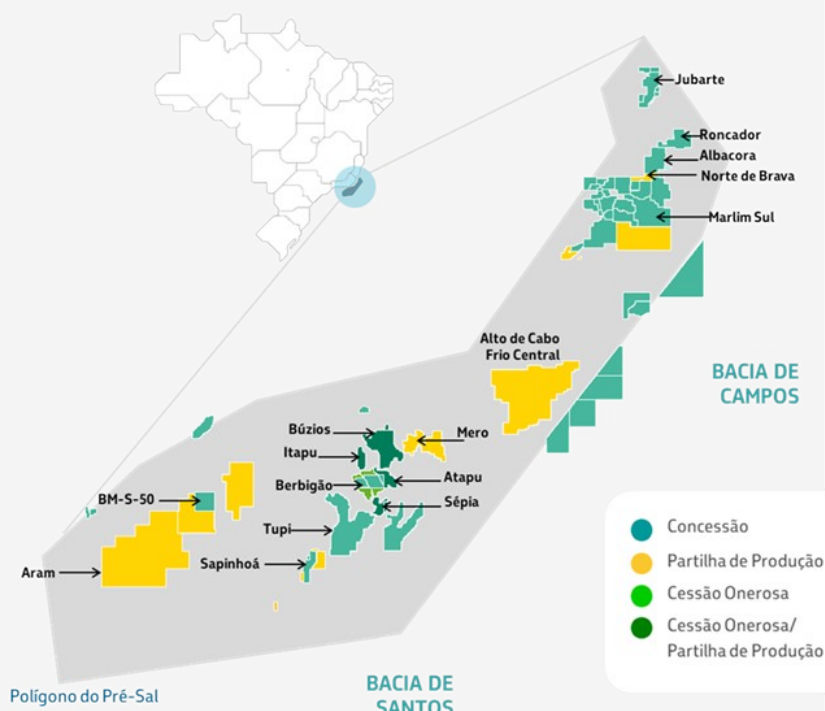
Os consórcios de E&P também compreendem alguns dos maiores campos de produção do Brasil, como Búzios, Tupi, Itapu e Mero.

A seguir os principais blocos e campos do pré-sal, com destaque para as bacias de Campos e Santos:



Nossos principais blocos e campos no Polígono do Pré-sal em 31 de dezembro de 2024

O Polígono do Pré-sal ocupa uma área de 150.000 km², da qual temos direitos de exploração e produção de 17% (24.775 km² de área bruta). Nessa região, novas áreas exploratórias só podem ser concedidas sob o regime de partilha de produção.



BACIA DE CAMPOS



Área Total

100.000 km²



Início das atividades de exploração

1971



Plataformas de produção em campos operados (em 2024)

18



Principais campos

Jubarte, Roncador, Marlim, Marlim Sul, Tartaruga Verde, Raia Manta e Raia Pintada



Produção de óleo em 2024

397 mbbbl/d
Pré-sal: 102 mbbbl/d
Pós-sal: 295 mbbbl/d

A Bacia de Campos é uma das principais e mais prolíficas bacias offshore de petróleo e gás do Brasil. Sua produção de petróleo começou na década de 1970 e, embora em declínio, conseguimos mitigar o esgotamento natural dos campos maduros da Bacia de Campos perfurando poços injetores e instalando novos sistemas de produção. Desde 2023, começamos a operar 3 novos FPSOs: 2 no campo de Marlim e 1 no campo do Integrado Parque das Baleias. Planejamos iniciar a operação de 2 novos FPSOs nos próximos anos: um nos campos de Raia Manta e Raia Pintada e outro nos campos de Barracuda e Caratinga.

A maior parte de nossa produção na Bacia de Campos é proveniente de reservatórios do pós-sal. Os reservatórios do pré-sal na Bacia de Campos, por outro lado, são uma fonte crescente de produção.

BACIA DE SANTOS



A Bacia de Santos é a bacia mais produtiva do Brasil, contendo a parte sul e mais prolífica da região do pré-sal. Nossas atividades no pré-sal da Bacia de Santos começaram com a aquisição de blocos em 2000.

Atualmente, temos 25 unidades de produção no pré-sal da Bacia de Santos. Com essas unidades, temos aumentado a produção de petróleo do pré-sal na Bacia de Santos desde sua primeira produção de petróleo, em 2009.

Outras Bacias

A Petrobras possui área de exploração e produção de óleo e gás em outras 15 bacias no Brasil, como a bacia de Espírito Santo.

Internacional

Fora do Brasil, a Petrobras tem se concentrado em oportunidades que alavanquem sua experiência em águas profundas desenvolvida no Brasil, possuindo a seguinte presença internacional:

Na **Argentina**, por meio da subsidiária Petrobras Operaciones S.A., a Companhia tem uma participação de 33,6% do ativo de produção de Rio Neuquén, como parceiro não operador, com produção de gás não convencional e de condensado. Em 2024, a produção de petróleo e gás na Argentina, incluindo a LGN, foi de 10,6 mboed.

Na **Bolívia**, a produção de gás e condensado vem principalmente dos campos de San Alberto e San Antonio, onde a Petrobras detém cerca de 35% de participação em contratos de operação de serviços, que são operados principalmente para fornecer gás para o Brasil e a Bolívia. Em 2024, a produção de petróleo e gás na Bolívia, incluindo a LGN, foi de 15,5 mboed. O retorno desses contratos é uma proporção da produção.

Na **Colômbia**, a Petrobras opera e tem uma participação operacional de 44,44%, no bloco de exploração *offshore* GUA-OFF-0, que inclui a descoberta de gás Sirius, pela subsidiária Petrobras International Braspetro B.V. - Sucursal Colombia (PIB-COL). A parceira Ecopetrol S.A. tem uma participação de 55,56%. Em junho de 2024 o poço de avaliação Sirius-2 confirmou a descoberta de gás natural mais significativa na costa da Colômbia. Essa descoberta de gás foi anunciada ao mercado em outubro de 2024. Em dezembro de 2024, Petrobras e Ecopetrol confirmaram a avaliação dos resultados do poço Sirius-2, com volumes de gás no local superiores a 6 trilhões de pés cúbicos (Tcf) *in place* (VGIP), ressaltando o potencial dessa descoberta.

Espera-se que a produção de gás natural comece três anos após a obtenção das licenças ambientais necessárias e a confirmação da viabilidade comercial da descoberta. O plano de desenvolvimento inclui um sistema inovador de produção "*subsea to shore*", utilizando quatro poços.

Em dezembro de 2024, o consórcio anunciou um investimento estimado de US\$ 1,2 bilhão para a fase exploratória e um investimento adicional de US\$ 2,9 bilhões para a fase de desenvolvimento da produção. A participação da Petrobras nesses investimentos, por meio do PIB-COL, está alinhada ao seu Plano de Negócios 2025-29.

Essa descoberta marca um momento crucial para a Petrobras, reforçando seu compromisso com a liderança energética, o desenvolvimento sustentável e a criação de valor tanto para a Companhia quanto para a Colômbia.

Nos **Estados Unidos**, a Companhia foca em campos de águas profundas no Golfo do México, onde, por meio da sua subsidiária Petrobras America Inc. (“PAI”), detém participação de 20% na *joint venture* com a Murphy Oil Corporation, a MP Gulf of Mexico LLC (“MPGoM LLC”), como parceiro não operador. Os principais campos produtores são Saint Malo, Dalmatian e Chinook. Em 2024, a participação de 20% representou uma produção não consolidada de 7,5 mboed, incluindo LGN.

Na **África**, em fevereiro de 2024, a Petrobras adquiriu participações minoritárias em três blocos exploratórios na República Democrática de São Tomé e Príncipe, país da costa ocidental do continente, onde atua como parceiro não operador. Em outubro de 2024 o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a atuação na África do Sul, no bloco Deep Western Orange Basin (DWOB), cuja conclusão está atualmente sujeita à aprovação dos órgãos reguladores locais.

As atividades exploratórias fora do Brasil visam aumentar a diversificação do portfólio, alinhadas à estratégia de longo prazo da Companhia.

Principais Ativos de E&P (nacional e internacional)

	2024
Poços em produção (óleo e gás natural) ⁽¹⁾	1.084
Sondas flutuantes	28
Plataformas operadas em produção ^{(2) (3)}	56

- (1) Inclui a quantidade total de poços de empresas coligadas.
(2) Inclui apenas sistemas de produção definitivos ou de apoio à produção.
(3) Não inclui plataformas hibernadas, não produtoras e plataformas em campos operados por parceiros.

Seguem abaixo mais detalhes do segmento de E&P com foco no Brasil, o principal país de atuação da Petrobras.

1.1 Exploração

A cadeia de valor da indústria de óleo e gás começa na fase exploratória, com a aquisição de blocos exploratórios, seja por meio de leilões realizados por governos, ou por aquisição de blocos ou empresas com consequente incorporação de ativos. A partir da aquisição, processamento e interpretação de dados geológicos e geofísicos e perfuração de poços, chega-se à descoberta de uma jazida de petróleo, gás ou ambos. Após a descoberta, a jazida passa por um processo de avaliação, onde são estimados os volumes de hidrocarbonetos e, caso a sua produção seja economicamente viável, a Companhia declara a comercialidade das descobertas.

No Brasil, o governo brasileiro possui os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, e as empresas e consórcios podem extrair e explorar esse petróleo mediante diferentes formas de remuneração ao governo, como o pagamento de *royalties*, por exemplo. As formas de pagamento variam dependendo do modelo regulatório aplicado.

Existem três modelos regulatórios vigentes no Brasil: Contratos de Concessão, Cessão Onerosa e Partilha de Produção. O modelo de concessão regia integralmente a exploração e produção de petróleo e gás natural no país até 2010, quando o Governo Federal Brasileiro promulgou leis que estabeleceram o Regime de Cessão Onerosa e o Regime de Partilha de Produção no Polígono do pré-sal.

O principal processo para aquisição de direitos sobre os blocos exploratórios no Brasil ocorre por meio de rodadas de licitações realizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Esses procedimentos licitatórios para exploração de novas áreas permitem que diversas empresas regionais e multinacionais ingressem na atividade de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, trazendo competitividade ao setor. Vale observar que no caso dos blocos ofertados sob o regime de partilha de produção, a

Petrobras possui o direito de preferência para atuar como operadora, com no mínimo 30% de participação nos consórcios, garantindo-lhe acesso às áreas do polígono do pré-sal.

Nos últimos anos, a Companhia atuou estrategicamente nas rodadas de licitações realizadas pela ANP, com o objetivo de reorganizar o seu portfólio exploratório e manter a relação entre suas reservas e sua produção, a fim de garantir a sustentabilidade de sua futura produção de óleo e gás. A atuação conjunta da Companhia com importantes empresas em consórcios também está alinhada ao seu objetivo estratégico de fortalecer parcerias, com o intuito de compartilhar riscos, aliar competências técnicas e tecnológicas e capturar sinergias para alavancar resultados.

Em 24 de janeiro de 2024, Petrobras manifestou ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) o interesse no direito de preferência no bloco Jaspe, localizado na Bacia de Campos, bloco a ser licitado no Sistema de Oferta Permanente, sob o Regime de Partilha de Produção.

Em 2024, a ANP não realizou leilões de blocos exploratórios.

1.1.1 Atividades de Exploração

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia tinha 73 blocos exploratórios no Brasil e três em outros países. A Petrobras atua como operadora em 63 blocos.

A tabela abaixo detalha a participação nas atividades de exploração em 31 de dezembro de 2024:

	Área exploratória líquida (km²)	Blocos exploratórios (número)	Planos de avaliação (número)	Poços perfurados (número)
Brasil	34.457	67	10	5
América do Sul (Outros)	3.094	3	1	3
África	7.802	3	0	0
TOTAL	44.633	73	11	8

Em 2024, a Companhia concentrou os esforços exploratórios na avaliação das províncias do pré-sal da margem sudeste do Brasil e da margem equatorial, com os seguintes destaques:

Bacia de Santos

Em 2024, a Petrobras concluiu o teste de avaliação realizado no poço perfurado no bloco Aram e iniciou a perfuração dos poços Tortuga Leste e Curaçao Extremo Leste, ambos incluídos no Plano de Avaliação Curaçao.

Em março de 2025, a Petrobras identificou a presença de hidrocarbonetos no poço Tortuga Leste, localizado a 245 km da costa do estado de São Paulo. Em maio de 2025, a Petrobras identificou a presença de petróleo de excelente qualidade e sem contaminante em Curaçao Extremo Leste, a 248 km da costa.

O consórcio Aram dará continuidade às operações para caracterizar as condições dos reservatórios encontrados (a Petrobras é a operadora do bloco e detém 80% de participação, em parceria com a empresa CNPC, com 20%). Além disso, serão perfurados mais dois poços e realizado um teste de formação como parte do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD).

Em 2024, a Companhia perfurou o poço 9-BUZ-99D-RJS, localizado na região oeste de Búzios, a 189 quilômetros da costa do Rio de Janeiro. Em fevereiro de 2025, a Petrobras confirmou a presença de reservatórios de petróleo no campo, que serão posteriormente caracterizados por meio de análises laboratoriais. Trata-se de uma nova acumulação em uma zona abaixo do reservatório principal. A descoberta reafirma o potencial do pré-sal do campo de Búzios.

Margem Equatorial

Em 2024 a Petrobras concluiu a perfuração do poço Pitu Oeste (bloco BM-POT-17) e do poço Anhangá (bloco POT-M-762_R15), na Bacia Potiguar, e identificou a presença de hidrocarbonetos em ambos os poços. Tais descobertas estão em avaliação, com o objetivo de avaliar a qualidade dos reservatórios, as características do petróleo e a viabilidade técnico-comercial da acumulação.

Sobre a Margem Equatorial:

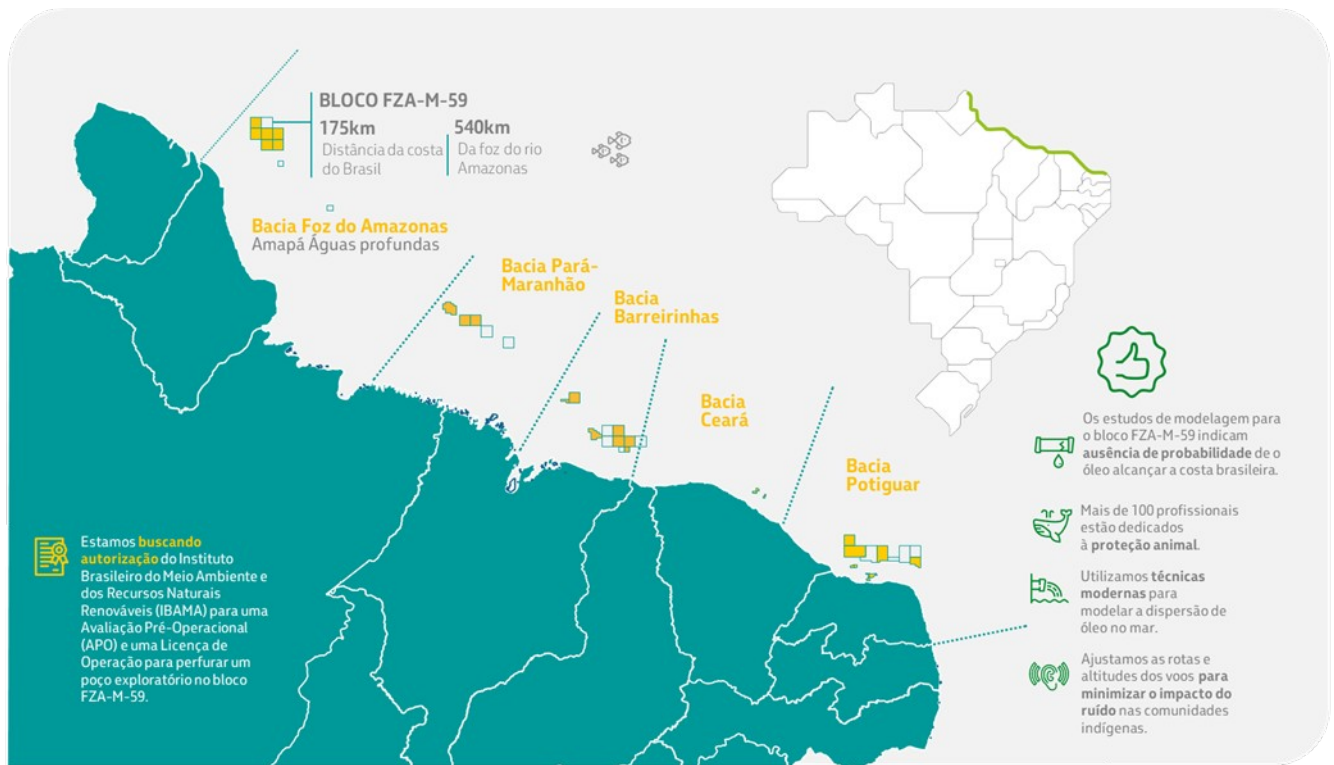
A Margem Equatorial, localizada nas regiões norte e nordeste do Brasil, se estende por mais de 2.200 km entre os estados do Amapá e Rio Grande do Norte. Essa área é considerada uma fronteira exploratória significativa em águas profundas e ultraprofundas. Cinco bacias fazem parte da Margem Equatorial: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. A Petrobras está buscando autorização do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) para a realização de uma Avaliação Pré-Operacional (APO) e, assim, obter a Licença de Operação para perfurar um poço exploratório no bloco FZA-M-59, localizado em águas ultraprofundas na costa do Amapá, aproximadamente 175 km da costa e 540 km da foz do rio Amazonas, a uma profundidade de água superior a 2.800 metros.

Não há unidades de conservação, terras indígenas ou proximidade com rios, lagos, planícies alagáveis ou sistemas recifais na área.

A Petrobras realizou estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar, que foram devidamente entregues ao Ibama, em cumprimento às exigências da autarquia, prevendo inclusive ações de resposta à fauna em áreas offshore e costeira.

Em maio de 2023, a Petrobras entrou com um pedido de reconsideração feito junto ao órgão ambiental, após a proposta de ampliação da estrutura de resposta a emergência e ajustes nas operações logísticas, no município de Oiapoque/AP. Em 2024, o Ibama solicitou novos esclarecimentos sobre o Plano de Proteção à Fauna, incluindo a nova base de fauna do Oiapoque, que foi finalizada em abril de 2025. A equipe técnica realizou o detalhamento de cada questionamento e aguarda a avaliação do órgão ambiental sobre o pedido de reconsideração.

A Petrobras está otimista e segue com o entendimento de que é possível realizar a APO para a obtenção da licença para a perfuração em águas profundas no Amapá.



Bacia de Pelotas

Dos 73 blocos exploratórios da Petrobras, 29 estão na Bacia de Pelotas. A aquisição desses blocos foi concluída em 2024. Em 26 deles a Petrobras tem 70 % de participação (em parceria com a Shell), e em 3 deles a Petrobras tem 50% de participação (parceria com a Shell, com 30%, e CNOOC, com 20%). Em 2024 iniciou a contratação dos serviços de aquisição de dados sísmicos para Pelotas.



Outras bacias

Em 2024, a Petrobras concluiu a perfuração de dois poços na Bacia do Espírito Santo.

Na Bacia de Campos, a Companhia perfurou um poço no campo de Jubarte e, em janeiro de 2025, iniciou a perfuração de um poço no bloco Alto de Cabo Frio Central. Adicionalmente, anunciou a presença de hidrocarbonetos no poço exploratório no bloco Norte de Brava, a 105 km da costa do estado do Rio de Janeiro. A

Petrobras dará continuidade às operações para concluir o projeto do poço e caracterizar as condições dos reservatórios e fluidos encontrados.

Destaques dos Programas Estratégicos de E&P

Após cinco anos, o programa estratégico de Exploração EXP100 foi concluído em 2024, alcançando resultados notáveis. O programa focou na democratização de dados e inteligência artificial, levando ao desenvolvimento de 53 soluções digitais que melhoraram de forma eficaz a integração e o acesso a informações técnicas.

Um marco importante do programa foi o avanço em Computação de Alto Desempenho (HPC) para a Companhia, reduzindo significativamente o tempo de processamento sísmico e aprimorando a capacidade computacional para melhorar o processamento de dados geofísicos.

Além disso, a transformação digital foi acelerada com a criação de 47 painéis interativos, permitindo maior agilidade e precisão nas análises e na tomada de decisões. Ao todo, foram desenvolvidas 107 soluções tecnológicas, melhorando substancialmente os processos de exploração e reduzindo incertezas e custos.

Com essa conclusão, um novo programa estratégico será desenvolvido a partir de 2025, alinhando-se às estratégias atualizadas de exploração da Companhia e refletindo os avanços tecnológicos e prioridades para enfrentar os desafios futuros e liderar a transição energética.

Além disso, em 2024, o programa estratégico PROD1000, iniciado em 2019, concluiu todas as iniciativas planejadas pelo programa relacionadas à integração de exploração e desenvolvimento de reservatórios, padronização de projetos, otimização e paralelização de processos e relacionamento com fornecedores. Como resultado, PROD1000 trouxe alternativas viáveis para reduzir potencialmente o cronograma inicial de desenvolvimento da produção para o primeiro óleo.

O programa também entregou uma patente, implementou três novas ferramentas digitais, forneceu mais de seis especificações técnicas para diferentes equipamentos e implementou várias melhorias de processo nos padrões corporativos dentro do E&P.

Apesar da conclusão do PROD1000, os ganhos do programa continuarão a ser incorporados aos projetos da Companhia por meio de um processo de monitoramento em todo o portfólio de projetos, em alinhamento com o Plano Estratégico.

1.2 Produção

1.2.1. Desenvolvimento da produção

Depois que um campo é declarado comercialmente viável, o processo de desenvolvimento da produção é iniciado. Os investimentos realizados nessa fase estão focados principalmente na concepção e contratação de sistemas de produção, o que inclui plataformas, sistemas submarinos, perfuração e completação de poços.

Referente à construção de poços marítimos, a Petrobras continua a alcançar otimizações implementando iniciativas e novas soluções. Em 2024, foram implementadas diversas iniciativas, como a aplicação de novas tecnologias de perfuração e completação, otimização na aquisição de dados de reservatórios e a utilização de contratos integrados. A Companhia também trabalha continuamente para automatizar as operações com consequente redução da exposição ao risco. A Companhia atingiu um platô no custo de construção de poços usando as tecnologias atuais, com o seu desempenho permanecendo relativamente estável nos últimos cinco anos (com uma variação máxima de 8% em relação à média do período e 40% menor quando comparado a 2018-2019). Agora, seu principal desafio está em melhorar a confiabilidade, a integridade e a disponibilidade dos poços para garantir a eficiência sustentada da produção.

Ainda em 2024, a duração média de construção de poços *offshore* (tempo total de perfuração mais completção) foi de 98,8 dias/poço, representando um aumento de 10% em comparação com 2023. Em termos de desempenho de custo de construção de poços, em 2024, houve um aumento de 9% em comparação com 2023. Especificamente em projetos do pré-sal da Bacia de Santos, houve um aumento de 2% na média de duração e de 2% no custo médio, quando comparado a 2023.

Quanto aos custos médios de interligação de poços na área do pré-sal da Bacia de Santos, houve um aumento de 13% comparado a 2023, patamar ainda menor que de 2021-2022.

Em relação à integridade dos sistemas submarinos, os investimentos em pesquisa e desenvolvimento buscam fornecer novas ferramentas para identificação de mecanismos de falhas de forma mais rápida e precisa, aumentando a confiabilidade das operações. Novas tecnologias de inspeção têm sido amplamente utilizadas e contribuem para a integridade dos sistemas submarinos, especialmente os oleodutos suscetíveis à corrosão induzida por CO₂. Além disso, o uso de tecnologias digitais como o Digital Twin para Stress Corrosion Cracking ("SCC- CO₂") tem sido intensificado, contribuindo significativamente para a extensão da vida útil dos oleodutos. Em 2024, houve redução das perdas de produção por SCC-CO₂ em 48,5% em relação ao previsto, por meio de campanhas de inspeção em dutos flexíveis e engenharia de extensão de vida. A Companhia continua a implementar iniciativas como a ampliação da base de fornecedores para desenvolver ferramentas especiais e tubos flexíveis imunes ao efeito da corrosão.

Os indicadores de desempenho de poços e sistemas submarinos são usados para análise do desempenho operacional das intervenções e para avaliação estratégica do desempenho do negócio.

Com relação às plataformas, o projeto básico *All Electric*, que foi finalizado em 2022, representa uma nova geração de FPSOs da Petrobras com maior produtividade e menor emissão de GEE. Para essas unidades, a capacidade de produção de petróleo é de 225 mbbbl/d e processamento de gás de 10 MM de m³/d. Os FPSO Sépia 2 e Atapu 2, que incorporam o projeto *All Electric*, foram contratados em 2024 e encontram-se atualmente em construção.

No terceiro trimestre de 2024, a Petrobras finalizou o projeto básico da P-86 para revitalização dos Campos de Marlim Leste e Marlim Sul, o qual incluiu o primeiro ciclo combinado de uma unidade própria da Petrobras, uma tecnologia que combina turbinas à gás e à vapor para aumentar a eficiência na geração de energia, resultando em menor emissão. No quarto trimestre de 2024, o FPSO Maria Quitéria iniciou a sua operação no campo Parque Integrado das Baleias, com primeiro ciclo combinado em uma unidade afretada da Petrobras.

A Petrobras vem investindo em soluções tecnológicas aliadas à transição para uma economia global de baixo carbono, com foco na redução das emissões de gases de efeito estufa ("GEE"), apresentadas abaixo:

SOLUÇÕES TÉCNICAS PARA REDUZIR AS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO *



POÇOS

- Novas tecnologias para redução do Tempo de Construção de Poços e aumento da produtividade
- Logística inteligente nas operações de embarcações de estimulação
- Maior eficiência no consumo de diesel – Novas tecnologias para reduzir o consumo de diesel; incentivos contratuais; otimização do sistema de geração de energia e tecnologias de aditivos
- Sondas de perfuração: hibridização e geração/emissão de *digital twins*



FPSO

- Eletrificação de *topside* (*All Electric*) – Sêpia 2 e Atapu 2
- Captação profunda de água do mar
- Otimização do sistema de resfriamento da água do mar
- Otimização do sistema de tratamento e compressão de gás
- Sistema de inertização e recuperação de gases de tanques de petróleo (zero liberação de gases de rotina)
- Captura e reinjeção de CO₂ do gás natural para Recuperação Avançada de Petróleo (CCUS-EOR)
- Ciclo Combinado – Integrado Parque das Baleias (IPB) e Revit Marlim Leste e Marlim Sul



SISTEMAS SUBMARINOS

- Aplicação da solução *diverless*
- Ajustes nos modelos contratuais com aumento de produtividade
- HISEPTM – Separação e reinjeção submarina do gás associado (contém CO₂)

* A adoção de tecnologias do FPSO é avaliada a cada projeto.

Nos últimos 3 anos, a Companhia instalou oito grandes sistemas, principalmente na Bacia de Santos, no pré-sal. Em 2024, iniciou a operação do FPSO Maria Quitéria, localizado no Parque das Baleias, e do FPSO Marechal Duque de Caxias, no Campo de Mero. Esses oito novos sistemas adicionaram 71 novos poços (36 poços de produção e 35 de injeção) aos seus sistemas de produção. De acordo com o plano estratégico, a Companhia prevê instalar ainda 10 novos FPSOs nos próximos 5 anos.

Sobre Mero - bloco de Libra e campo de Mero

O campo de Mero é um campo localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos (lâmina d'água de 2.100 metros), a 180 km da costa do Estado do Rio de Janeiro e dentro da Província do pré-sal brasileiro. Possui um reservatório espesso (colunas de óleo chega a 420 metros), com alta produtividade e preenchido com um grande volume de óleo de alta qualidade (29° API). Além disso, destacam-se os desafios associados ao desenvolvimento do projeto, considerando a alta relação gás/óleo (415 std m³/std m³) e o teor de CO₂ no gás associado (44%).

Em dezembro de 2021, a ANP aprovou o Acordo de Individualização da Produção (AIP) de acumulação de Mero. O AIP ocorre quando os reservatórios se estendem além das áreas outorgadas ou contratadas, conforme regulado pela ANP. O acordo entrou em vigor em janeiro de 2022.

O acordo estabelece os interesses de cada parte e as regras de execução conjunta para as operações de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no reservatório compartilhado. As participações de cada parte no Reservatório Compartilhado de Mero foram então atualizadas da seguinte forma: Petrobras com 38,60% de participação, Shell com 19,30% de participação, TotalEnergies com 19,30% de participação, CNODC com 9,65% de participação, CNOOC Limited com 9,65% de participação e PPSA, representando o Governo Brasileiro, com 3,50% de participação.

Desenvolvimento do projeto

O primeiro óleo ocorreu em 2017, durante a campanha do Sistema de Produção Antecipada (SPA), utilizando o FPSO Pioneiro de Libra (50 mil bbl/dia de petróleo e 4 milhões de m³/dia de gás). O primeiro SPA operou na região de

Mero 2 até julho de 2021. Um segundo SPA começou em dezembro de 2021 na área de Mero 4, com o mesmo FPSO, e a operação ainda está em andamento.

O arranjo definitivo de produção para o campo de Mero compreende os FPSOs Guanabara, Sepetiba e Marechal Duque de Caxias, já em produção, e o FPSO Alexandre de Gusmão. A produção do FPSO Duque de Caxias se iniciou em 2024, e a próxima unidade, FPSO Alexandre de Gusmão, tem previsão de entrar em operação no segundo semestre de 2025.

Cada FPSO (todas as unidades afretadas) deverá processar até 180 mil bbl/dia de petróleo e 12 milhões de m³/dia de gás. Cada FPSO é equipado com sistemas de reinjeção de gás, onde o gás produzido (44% CO₂), após autoconsumo no FPSO, é todo reinjetado no reservatório para manter a pressão e melhorar a recuperação de petróleo, além de reduzir a liberação de CO₂ na atmosfera.

Em agosto de 2024, a Petrobras assinou um termo aditivo de um ano para o contrato de afretamento do FPSO Guanabara com a Modec. O acordo, prorrogável por mais um ano, consiste em aumentar a capacidade máxima de produção do FPSO Guanabara para 184,5 mil bbl/dia. No mesmo mês, o FPSO Sepetiba atingiu sua capacidade nominal de produção de petróleo.

Em outubro de 2024, o FPSO Marechal Duque de Caxias entrou em operação.

Em 2024, as quatro unidades operacionais alcançaram uma produção acumulada de 263 milhões de barris de petróleo e mais de 17 bilhões de m³ de gás associado, dos quais 87% foram reinjetados no reservatório, juntamente com quase 6,5 bilhões de m³ de CO₂.

Novas tecnologias em Libra

HISEP™

O HISEP® é uma tecnologia inovadora de separação submarina projetada para separar o gás com alto teor de CO₂ do fluido produzido no reservatório, no leito marinho. Essa tecnologia opera sob condições de alta pressão e utiliza bombas centrífugas submarinas para a reinjeção direta do fluxo de gás separado de volta ao reservatório. Ao remover o gás com alto teor de CO₂, o HISEP® possibilita uma separação eficiente e contribui para a redução de emissões, tornando-se um sistema promissor para captura de carbono.

O objetivo principal do HISEP® é desengargalar a planta de processamento de gás na superfície e estender o platô de produção de petróleo, reduzindo a razão gás-óleo ("RGO") do petróleo que chega ao FPSO. Além disso, a tecnologia oferece uma solução para os desafios impostos por altos RGO, teor de CO₂ e índice de produtividade em reservatórios offshore em águas ultra profundas, particularmente no pré-sal brasileiro.

O piloto do HISEP® está em desenvolvimento por meio de um contrato EPCI celebrado em janeiro de 2024 sendo que atualmente se encontra na fase de projeto executivo. O contrato compreende a concepção, construção, instalação e conexão do projeto, bem como comissionamento e operações por dois anos e meio até a plena maturidade comercial e tecnológica.

O piloto do HISEP® será conectado ao FPSO Marechal Duque de Caxias e a quatro poços (dois de produção e dois de injeção) na área de produção de Mero 3. O primeiro óleo com baixo RGO a partir do piloto do HISEP® é esperado para o segundo semestre de 2028.

CTV

Cargo Transfer Vessel ("CTV") é uma nova tecnologia de transferência de petróleo que foi qualificada no segundo semestre de 2023 por meio de um extenso programa de testes de campo na Bacia de Santos. O conceito viabiliza a execução de operações de transferência de óleo do FPSO diretamente para navios petroleiros convencionais com níveis de segurança compatíveis com as operações via *Dynamic Positioning Shuttle Tanker* ("DPST"), normalmente utilizado durante o processo de transferência. Ao otimizar a logística convencional, a solução CTV possibilita uma estratégia logística mais direta e flexível em cenários de exportação de petróleo. Dessa forma, a tecnologia contribuirá para a redução de custos futuros, menor emissão de GEE (Gases do Efeito Estufa), menor tempo de chegada ao mercado e impactos positivos nos indicadores de Saúde Segurança e Meio Ambiente. Após sua

qualificação bem-sucedida, o CTV foi integrado à estratégia logística para operações de transferência na bacia de Santos.

SMSP

O Sistema de Monitoramento Sísmico Permanente (SMSP, ou PRM, na sigla em inglês) é uma tecnologia que proporcionará um conhecimento mais aprofundado sobre a distribuição de fluidos no reservatório via aquisição de dados. Dessa forma, também permitirá maior eficiência na produção de petróleo no campo de Mero.

O PRM em Mero tem características inéditas no Brasil, considerando a lâmina d'água, uma grande área de aplicação (aproximadamente 200 km²), e a alta complexidade para instalação devido a muitos obstáculos submarinos (projetos de infraestrutura). Ele incorpora tecnologias de monitoramento sísmico 4D de última geração, nas quais registros sísmicos obtidos em diferentes datas são usados para monitorar o comportamento dos reservatórios ao longo do tempo.

De acordo com o Plano Estratégico da Petrobras, o sistema será instalado em duas fases. A primeira fase em 2025, abrangendo Mero 1 e Mero 2, e uma segunda fase em 2026 para cobrir os dois módulos restantes do campo. Compreende uma rede de fibras ópticas que serão conectadas ao FPSO Sepetiba e aos escritórios da Companhia. Ela permitirá acesso remoto e instantâneo aos dados gerados pelo sistema de monitoramento.

Sondas de perfuração e embarcações especiais

A Companhia procura adquirir, desenvolver e reter todos os recursos críticos que são necessários para cumprir suas metas de produção. Sondas de perfuração, embarcações especiais, embarcações de apoio e helicópteros são recursos importantes para as suas operações de exploração e produção e são coordenadas centralmente para garantir as especificações técnicas e o tempo de execução adequado.

A Petrobras continuará a avaliar suas demandas de perfuração e embarcações especiais e ajustará o tamanho de sua frota conforme necessário.

Sondas de perfuração em uso pela exploração e produção em 31 de dezembro de 2024⁽¹⁾

	Afretadas
Brasil	
Onshore	0
Offshore, pela profundidade da água (WD)	28
Sonda auto-elevatória	0
Sondas flutuantes:	
500 a 999 metros de profundidade da água	1
1000 a 1999 metros de profundidade da água	0
2000 a 3200 metros de profundidade da água	27
Exterior	
Onshore	0
Offshore	1
Total Global	29

(1) Em campos operados.

Para atingir as metas de produção, a Petrobras também possui uma série de embarcações especializadas (como embarcações de suporte para lançamento de linhas ou “PLSVs”) para conectar poços a sistemas de produção. Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía 14 PLSVs em uso. Da mesma forma que as sondas, a Petrobras ajustará o tamanho de sua frota conforme necessário.

O suprimento de mercadorias e o transporte de pessoas são importantes para a Petrobras atingir suas metas de exploração e produção. Por via marítima, a Companhia transporta materiais e produtos químicos. Por via aérea, a Companhia transporta seus bens mais importantes: as pessoas. Tanto materiais quanto pessoas são transportados diariamente para que a exploração e produção de petróleo e gás seja orquestrada da forma mais contínua possível, mantendo a qualidade e o nível dos serviços.

Em 2024, a Petrobras entregou mais de 3 milhões de toneladas de materiais e transportou mais de 1 milhão de passageiros para suas plataformas em toda a costa brasileira, por meio de suas 89 embarcações de suprimento (Platform Supply Vessels ou "PSV") e 90 helicópteros, que foram suficientes para atender às suas necessidades.

1.2.2. Produção

A conclusão da fase de desenvolvimento da produção ocorre quando o sistema de produção é implementado e a unidade de produção é interligada aos sistemas submarinos e poços produtores/injetores dando início à produção dos campos.

A produção na camada pré-sal atingiu 1.813 mbbl/d em 2024, representando um aumento de 0,4% em relação à produção em 2023. Em 2024, a produção de petróleo na camada pré-sal representou 84,2% de toda a produção de petróleo no Brasil, ante 80,9% em 2023.

A produção de petróleo do pré-sal aumentou 0,4%, refletindo o ramp-up dos FPSOs Sepetiba, Almirante Barroso, Anita Garibaldi, Marechal Duque de Caxias e Maria Quitéria. A área do pré-sal compreende grandes acumulações de óleo leve de excelente qualidade e alto valor comercial. A produção de petróleo do pós-sal em águas profundas e ultraprofundas diminuiu 20%, devido à restrição da produção em plataformas durante o ano e ao declínio natural da produção.

A produção de petróleo em águas rasas e Onshore diminuiu 21%, para 34 mbbl/d, devido a desinvestimentos, descomissionamento e declínio natural da produção.

A Petrobras produziu 85.219 milhões de m³/d de gás em 2024. Desse volume, a Petrobras utilizou 30.255 milhões de m³/d em processos produtivos (reinjetados, queimados, consumidos, liquefeitos), e alocou 54.964 milhões de m³/d para venda.

Produção de óleo e gás por lâmina d’água (mboed)

	2024
Óleo, LGN e Gás Natural - Brasil	2.664
Óleo e LGN (mmbbl/d)	2.152
Terra e Águas rasas	34
Pós-sal (águas profundas e ultraprofundas)	305
Pré-sal	1.813
Gás natural (mboed)	512
Óleo, LGN e Gás Natural - outros países	34
Total	2.698

Indicadores de produção no pré-sal em 2024

Em 2024, a produção de petróleo, LGN e gás natural dos campos do pré-sal da Petrobras representaram 83% de sua produção total no Brasil. A produção de petróleo e LGN da Petrobras no pré-sal representou 84% de sua produção de petróleo e LGN no Brasil.

Produção média de óleo e gás no pré-sal	2.192 mboed
Produção média de óleo no pré-sal	1.813 mmbbl/d
Índice de utilização de gás	97,3%
Produção anual total de óleo e gás	2.698 mboed

Custo de Extração

O Custo de Extração (CE) é um indicador que mede a eficiência operacional dos ativos de produção, representando o esforço financeiro necessário para extrair um barril de óleo equivalente. Nos últimos anos, a Petrobras observou uma consistente melhoria nesse indicador. O CE passou de US\$ 9/boe, aproximadamente, no período entre 2015 a 2019, para um patamar entre US\$5/boe e US\$6/boe nos anos de 2020 a 2024. Essa redução é resultado de uma gestão ativa de portfólio, ações de gestão com foco em valor e desvalorização cambial.

Em 2024, o custo de extração da Petrobras, sem participação governamental e sem afretamento, foi de US\$ 6,05/boe, representando um aumento de 8% em relação a 2023 (US\$ 5,59/boe), principalmente, pelos maiores gastos com integridade em plataformas, inspeções submarinas e intervenções de poços, associados aos maiores gastos com escoamento pela entrada em operação do gasoduto Rota 3. Além disso, no 4T24, entraram em operação o FPSO Marechal Duque de Caxias e FPSO Maria Quitéria, que contribuem transitoriamente para o aumento do indicador, até que o ramp up de produção atinja um patamar que compense os custos operacionais associados. Esses aumentos foram em grande parte compensados pela desvalorização do real frente ao dólar.

Principais campos de produção

Bacia	Campo	Reservatório principal	Unidades produtivas				Consórcio	Grau API	Concentração de enxofre (% wt)	Produção de óleo em 2023 (mbbl/d)
			Próprias	Capacidade (mbbl/d)	Afretada	Capacidade (mbbl/d)				
Santos	Búzios	Pré-sal	4	4 unidades com 150	1	1 unidade com 150	Petrobras (89%), CNOOC (7,3%) e CNODC (3,7%)	28,5 - 28,8	0,30 - 0,33	567
Santos	Tupi	Pré-sal	3	3 unidades com 150	6	1 unidade com 100 1 unidade com 120 4 unidades com 150	Petrobras (67,22%), Shell (23,02%), Petrogal (9,21%) e PPSA (0,55%)	29,6 - 31,4	0,34 - 0,37	554
Santos	Itapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150			Petrobras (100%)	30,2	0,25	149
Campos	Jubarte	Pré-sal	2	2 unidades com 180	2	1 unidade com 100 1 unidade com 110	Petrobras (100%)	17,1 - 30,8	0,29 - 0,56	115
Santos	Mero	Pré-sal	—	—	5	4 unidades com 180 1 unidade com 50	Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNODC (10%), CNOOC (10%)	29,0 - 30,2	0,30 - 0,31	100
Santos	Atapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150	—	—	Petrobras (65,9%), Galp (1,7%), Shell (16,66%), TotalEnergies (15%) e PPSA (0,95%)	28,3	0,37	97
Campos	Roncador	Pós-sal	4	3 unidades com 180 1 unidade com 190	—	—	Petrobras (75%), Equinor (25%)	17,7 - 28,7	0,32 - 0,63	74
Santos	Sépia	Pré-sal	—	—	1	1 unidade com 180	Petrobras (55,3%), TotalEnergies (16,91%), Petronas (12,69%), QP Brasil (12,69%) e Galp (2,41%)	28,3	0,39	72
Campos	Marlim Sul	Pós-sal	3	1 unidade com 140 1 unidade com 180 1 unidade com 200	—	—	Petrobras (100%)	17,6 - 25,5	0,52 - 0,73	63
Santos	Sapinhoá	Pré-sal	—	—	2	2 unidades com 150	Petrobras (45%), Shell (30%), Repsol Sinopec (25%)	29,6 - 29,9	0,37	60
Outros campos em águas profundas (pré-Sal e pós Sal)										267
Terra										34
Águas rasas										0,4
TOTAL										2.152

Sobre o campo de Búzios

O campo de Búzios é um ativo altamente produtivo, com reservas substanciais de óleo leve, baixo custo de extração e emissões reduzidas. Tem demonstrado resiliência econômica mesmo em um cenário de baixos preços do petróleo. Em 31 de dezembro de 2024, o campo de Búzios alcançou uma produção acumulada total de 1.400 milhões de barris de óleo equivalente (MMboe), sob o Acordo de Coparticipação. Em 3 de janeiro de 2024, a Jazida Compartilhada de Búzios atingiu um recorde diário de produção operada de 782,5 mil barris de óleo por dia (kbpd), atribuído ao excelente desempenho operacional. Além disso, Búzios registrou um recorde anual de produção operada de 643,2 kbpd em 2024.

Atualmente, são seis unidades em operação em Búzios. A quinta unidade, FPSO Almirante Barroso, iniciou a produção em maio de 2023 e atingiu a capacidade máxima de produção total em tempo recorde, produzindo 150 mil barris de petróleo por dia após cinco meses. O sexto sistema de produção, o FPSO Almirante Tamandaré,

chegou à sua localização em outubro de 2024 e iniciou a produção em fevereiro de 2025. Essa unidade é a primeira plataforma de alta capacidade instalada em Búzios, com um potencial de produção de até 225 mil barris de petróleo por dia e capacidade para processar 12 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia.

Além disso, a Companhia contratou a construção de cinco plataformas (P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83). A produção dessas plataformas está projetada para começar em diferentes anos: P-78 em 2025, P-79 em 2026 e P-80, P-82 e P-83 em 2027. A Companhia espera que essas plataformas ampliem significativamente a capacidade de produção do campo de Búzios, reforçando seu papel como um pilar central de sua estratégia de produção.

A empresa tem se concentrado na otimização da eficiência operacional e na redução de custos, o que é evidente na melhoria dos custos de extração e no aumento das taxas de produção. Espera-se que o desempenho operacional em Búzios reforce ainda mais os indicadores financeiros, apoiando o compromisso de agregar valor aos acionistas e manter um perfil robusto de geração de caixa. Além disso, o FPSO Almirante Tamandaré e as próximas plataformas estão equipados com tecnologias avançadas destinadas a reduzir as emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se às metas mais amplas de sustentabilidade.

Para obter mais informações sobre a composição da participação no projeto e as ações dos diferentes parceiros em Búzios, consulte "Jazidas compartilhadas"

Sistemas Instalados nos últimos cinco anos

A tabela abaixo apresenta os sistemas instalados dos últimos cinco anos. Para sistemas instalados entre 1997 e 2019, ver a seção 1.16 deste Formulário de Referência.

Início (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (MM m³/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
2025	Santos	Búzios	Almirante Tamandaré	225.000	12	1.985	Cessão Onerosa / Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
2024	Santos	Mero	Duque de Caxias	180.000	12	2.070	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
2024	Campos	Jubarte	Maria Quitéria	100.000	5	1.385	Concessão	Pré-Sal	FPSO
2023	Santos	Mero	Sepetiba	180.000	12	2.000	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
2023	Campos	Marlim	Anita Garibaldi	80.000	7	670	Concessão	Pré-sal / Pós-sal	FPSO
2023	Campos	Marlim	Anna Nery	70.000	4	927	Concessão	Pós-sal	FPSO
2023	Santos	Búzios	Almirante Barroso	150.000	6	1.900	Cessão Onerosa / Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
2022	Santos	Itapu	P-71	150.000	5	2.010	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
2022	Santos	Mero	Guanabara	180.000	12	1.930	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
2021	Santos	Sépia	Carioca	180.000	6	2.200	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-sal	FPSO
2020	Santos	Atapu	Petrobras 70	150.000	6	2.300	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-sal	FPSO

Descomissionamento

O descomissionamento dos sistemas de exploração e produção de óleo e gás faz parte do ciclo produtivo da indústria de petróleo e gás e inclui diversas atividades, como a destinação da plataforma e do sistema submarino, e o tamponamento e abandono de poços.

No entanto, antes de decidir pelo descomissionamento, estudos e análises abrangentes são conduzidos para avaliar a viabilidade técnica, econômica e operacional de reutilizar componentes de sistemas de produção, como plataformas. Essas avaliações consideram vários fatores, incluindo a condição atual dos ativos, potencial para reforma e a viabilidade econômica de reaproveitamento versus descomissionamento. Ao analisar minuciosamente esses aspectos, buscamos maximizar a eficiência dos recursos e minimizar o desperdício, garantindo que qualquer decisão tomada seja do melhor interesse da empresa e do meio ambiente.

Confirmada a necessidade de descomissionamento, a Companhia planeja de acordo com a regulamentação vigente, incluindo a legislação ambiental, e considerando estudos e diretrizes sobre as melhores práticas da indústria de petróleo e gás em todo mundo. Dessa forma, o plano de descomissionamento segue rigorosos padrões de segurança e analisa alternativas de projetos com base em critérios multidisciplinares (ambientais, técnicos, de segurança, sociais e econômicos), o que permite selecionar a alternativa de descomissionamento que gera menor impacto. Esse plano de descomissionamento é aprovado pelos órgãos reguladores antes de ser executado.

Desde 2023, quando a Petrobras concluiu os primeiros leilões de venda das plataformas P-32 e P-33, ambas da Bacia de Campos, estão sendo adotadas as melhores práticas ESG em nosso processo de descomissionamento. Esses processos de venda estipularam diversos critérios e requisitos técnicos aos licitantes, visando a garantir que as atividades de reciclagem e a destinação final dos resíduos metálicos ocorram de acordo com as melhores práticas ESG do setor em todo o mundo. Os estaleiros também foram obrigados a possuir licença de operação que incluía explicitamente atividades de desmontagem, e capacidade instalada para armazenamento temporário e movimentação de materiais, com plano de contingência e emergência, além de seguir as melhores práticas em segurança do trabalho.

Em 2024, a P-33 saiu da locação e foi transferida para a área de atracação do Porto do Açú. A plataforma P-26 também foi removida e direcionada ao Porto do Açú, onde permanece atracada enquanto aguarda seu destino final. Adicionalmente, em 2024, o FPSO Capixaba, afretado da SBM, foi desatracado e enviado pelo seu armador ao Estaleiro MARS, na Dinamarca, da mesma forma que o FPSO Fluminense, navio de propriedade e operado pela Shell em parceria com a Petrobras. Ambos seguiram um modelo sustentável e cumpriram a Convenção de Basileia.

Em 2024, foi também iniciada a reciclagem da plataforma P-32. O processo de reciclagem avançou e, com a fase de remoção do top side, processou aproximadamente 1.000 toneladas. A Petrobras monitorou as atividades de reciclagem da P-32, assegurando que todas as etapas, desde a reciclagem até a destinação final dos resíduos metálicos, fossem realizadas de acordo com as melhores práticas ASG do setor a nível mundial. Em reconhecimento às suas práticas sustentáveis, a Petrobras foi incluída na lista de empresas com práticas responsáveis de destinação sustentável da ONG Shipbreaking Platform, dedicada a monitorar as práticas e promover o desmantelamento seguro e ambientalmente responsável de embarcações, sendo referência usada por fundos de investimentos europeus que investem em empresas donas de navios, como a Petrobras. Esse reconhecimento ressalta seu compromisso em liderar iniciativas que promovem a destinação adequada de embarcações, destacando seu esforço contínuo para avançar em direção a um futuro mais sustentável, com segurança, respeito ao meio ambiente e aos direitos humanos.

A Petrobras reforça seu compromisso de acompanhar a execução dos planos de reciclagem para garantir o cumprimento rigoroso dos critérios técnicos estabelecidos em todo o processo de venda das embarcações.

Em relação aos abandonos de poços, em 2024, a Companhia executou com sucesso 33 abandonos de poços, incluindo abandonos temporários e permanentes. Ainda em 2024, a Petrobras introduziu o uso de uma Plataforma de Posicionamento Dinâmico equipada com BOP Tethering para atividades de abandono em águas rasas, uma tecnologia reconhecida pelo OTC Distinguished Achievement Award em 2023. Além disso, para os poços com árvore de natal convencional, ou seja, de completação seca, a Companhia iniciou uma fase de abandono sem sonda, que visa reduzir os custos de descomissionamento.

As participações de consorciados em quaisquer campos mencionados neste formulário referem-se exclusivamente às participações contratualmente previstas nos respectivos instrumentos de outorga de direitos de exploração e produção. Em determinadas ocasiões, os reservatórios se estendem além das áreas concedidas ou contratadas e os campos ficam sujeitos a Acordos de Individualização da Produção (AIPs), resultando em jazidas compartilhadas entre diferentes campos, com específicos percentuais de participação. Nos AIPs, custos, investimentos e volumes de produção são compartilhados entre as partes.

Após a aprovação da ANP, os AIPs são divulgados ao mercado e publicados no site da Petrobras de Relações com Investidores em www.investidorpetrobras.com.br.

Abaixo estão os campos mais relevantes operados pela Petrobras que foram sujeitos a AIPs. Esta lista não é exaustiva e, portanto, campos não mencionados abaixo também podem ter sido sujeitos a AIPs.

TUPI

O AIP de Tupi, localizado na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em março de 2019, e está em vigor desde abril de 2019.

A jazida compartilhada de Tupi compreende:

- Contrato de Concessão BM-S-11 (Campo de Tupi), sob o regime de concessão, operado pela Petrobras (65%), em parceria com Shell (25%) e Galp (10%);
- Bloco Sul de Tupi sob o regime de Cessão Onerosa (campo Sul de Tupi) operado pela Petrobras com 100% de participação; e
- Tupi Leste (Área Não Contratada), que pertence ao governo federal brasileiro, representada pela PPSA.

O AIP de Tupi não abrange o chamado reservatório de Iracema, que permanece com as mesmas participações do consórcio BM-S-11.

As participações de cada contrato na jazida compartilhada de Tupi são as seguintes:

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Tupi (Contrato de Concessão / BM-S-11)	92,094%
Sul de Tupi (Cessão Onerosa)	7,355%
Tupi Leste (Área Não Contratada)	0,551%

As participações de cada parceiro na jazida compartilhada de Tupi são as seguintes:

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	67,216%
Shell	23,024%
Galp	9,209%
PPSA ⁽¹⁾	0,551%

(1) Parte de Tupi Leste (Área Não-Contratada) com 0,55%.

MERO

O AIP de Mero, localizado na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em dezembro de 2021 e está em vigor desde janeiro de 2022.

A jazida compartilhada de Mero compreende:

- Mero (Contrato de Partilha de Produção/Libra): operado pela Petrobras com 40% de participação em parceria com Shell (20% de participação), TotalEnergies (20% de participação), CNODC (10% de participação), CNOOC (10% de participação);
- Sul de Mero e Norte de Mero (áreas não contratadas), que pertencem ao governo federal brasileiro, representadas pela PPSA.

As participações de cada contrato na jazida compartilhada de Mero são as seguintes:

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Mero (Contrato de Partilha de Produção / Libra)	96,500%
Sul de Mero e Norte de Mero (áreas não contratadas)	3,500%

As participações de cada parceiro na jazida compartilhada de Mero são as seguintes:

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	38,600%
Shell	19,300%
TotalEnergies	19,300%
CNODC	9,650%
CNOCC	9,650%
PPSA ⁽¹⁾	3,500%

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção de Mero e representa a União nas áreas Sul de Mero e Norte de Mero (áreas não contratadas), com 3,50% de participação.

ATAPU

O AIP de Atapu, localizado na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em setembro de 2019 e um aditivo foi aprovado pela ANP em abril de 2022 para incluir o Contrato de Partilha de Produção.

A jazida compartilhada de Atapu compreende:

- Oeste de Atapu (Contrato de Concessão / BM-S-11A), operado pela Petrobras, com uma participação de 42,5%, em parceria com a Shell, com 25% de participação, TotalEnergies, com participação de 22,5%, e Galp, com participação de 10%;
- Atapu ECO (Excedente da Cessão Onerosa), operado pela Petrobras, com uma participação de 52,5%, em parceria com a Shell (25% de participação), e TotalEnergies (22,5% de participação);
- Atapu (Cessão Onerosa), operado pela Petrobras, que detém uma participação de 100%; e
- Norte de Atapu (Área Não Contratada), que pertence ao governo federal do Brasil, representado pela PPSA.

As participações de cada contrato na jazida compartilhada de Atapu são as seguintes:

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Oeste de Atapu (Contrato de Concessão / BM-S-11A)	17,032 %
Atapu (Cessão Onerosa)	32,397 %
Atapu ECO (Excedente da Cessão Onerosa)	49,621 %
Norte de Atapu (Área Não Contratada)	0,950 %

As participações de cada parceiro na jazida compartilhada de Atapu são as seguintes:

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	65,687%
Shell	16,663%
Total Energies	14,997%
Petrogal	1,703%
PPSA ⁽¹⁾	0,950%

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção da Atapu ECO e é parte neste AIP representando a União em Norte de Atapu (Área Não Contratada), com 0,95% de participação.

SÉPIA

O AIP de Sépia, localizada na Bacia de Santos, foi aprovada pela ANP e está em vigor desde setembro de 2019. Um aditivo foi aprovado pela ANP em abril de 2022 para incluir o Contrato de Partilha de Produção.

A jazida compartilhada de Sépia compreende:

- Contrato de concessão da Sépia Leste (Contrato de Concessão/BM-S-24) explorado pela Petrobras (80% de participação), em parceria com a Galp (20% de participação);
- Sépia ECO (Excedente da Cessão Onerosa), operada por Petrobras (30% de participação), em parceria com TotalEnergies (28% de participação), Petronas (21% de participação) e QP Brasil (21% de participação); e
- Sépia (Contrato de Cessão Onerosa), operado pela Petrobras (100% de participação).

As participações de cada contrato na jazida compartilhada de Sépia são as seguintes:

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Sépia Leste (Contrato de Concessão)	12,071 %
Sépia ECO (Excedente da Cessão Onerosa)	60,408 %
Sépia (Cessão Onerosa)	27,521 %

As participações de cada parceiro na jazida compartilhada de Sépia são as seguintes ⁽¹⁾:

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	55,3010%
Total Energies	16,9140%
QP Brasil	12,6855%
Petronas	12,6855%
Galp	2,4140%

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção da Sépia ECO.

BÚZIOS E TAMBUATÁ

O Reservatório Compartilhado de Búzios é composto por:

- Tambuatá (Contrato de Concessão / BS-500), operado pela Petrobras, com 100% de participação.
- Búzios (Cessão Onerosa), operado pela Petrobras, com 100% de participação.
- Em relação ao ECO de Búzios (Excedente da Cessão Onerosa), em novembro de 2019, a Petrobras obteve, em parceria com a CNODC e a CNOOC, os direitos de exploração dos volumes excedentes do campo de Búzios. O Regime de Partilha de Produção em Búzios entrou em vigor em setembro de 2021. Em 2022, a Petrobras transferiu 5% de sua participação no Excedente da Cessão Onerosa para a CNOOC. Essa transação entrou em vigor em dezembro de 2022. A participação da Petrobras no Búzios ECO é de 85%, a participação da CNOOC é de 10% e a participação da CNODC é de 5%.

Em dezembro de 2022 o AIP de Búzios foi submetido para apreciação da ANP, refletindo as novas participações de cada parceiro na jazida compartilhada de Búzios.

As participações de cada contrato na jazida compartilhada de Búzios são as seguintes:

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Búzios (Cessão Onerosa)	25,95 %
Búzios ECO (Excedente da Cessão Onerosa)	73,41 %
Tambuatá (Contrato de Concessão / BS-500)	0,64 %

As participações de cada parceiro na jazida compartilhada de Búzios são as seguintes ⁽¹⁾:

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	88,9891 %
CNOOC	7,3406 %
CNODC	3,6703 %

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção da Búzios ECO.

TARTARUGA MESTIÇA, TARTARUGA VERDE E ESPADARTE MÓDULO III

O contrato de concessão BM-C-36 contém dois reservatórios produtores: o reservatório de Tartaruga Verde, que está totalmente contido dentro dos limites do contrato de concessão, e o reservatório de Tartaruga Mestiça, que ultrapassa os limites do contrato de concessão.

O AIP do Reservatório Compartilhado Tartaruga Mestiça foi firmado entre Petrobras e a PPSA e está em vigor desde março de 2018. A Petrobras adquiriu integralmente a antiga área não contratada deste AIP, com a aquisição dos limites da concessão BM-C-36 em setembro de 2018, por meio do Contrato de Partilha de Produção do bloco denominado Sudoeste de Tartaruga Verde.

Em dezembro de 2019, a Petrobras cedeu à Petronas 50% de sua participação nos Campos de Tartaruga Verde (BM-C-36) e Espadarte Módulo III. Também foi estabelecido um consórcio com a Petronas, por meio do qual a Petrobras realiza atividades de operadora nas operações mencionadas. O Campo de Sudoeste de Tartaruga Verde, no âmbito do Contrato de Partilha de Produção, permaneceu inteiramente a Petrobras.

Em janeiro de 2021, a ANP aprovou as novas participações das áreas no AIP do Reservatório Compartilhado Tartaruga Mestiça fruto do processo de redeterminação.

As participações de cada contrato na jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça são as seguintes:

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Tartaruga Verde (Contrato de Concessão / BM-C-36)	82.190 %
Sudoeste de Tartaruga Verde (Contrato de Partilha de Produção)	17.810 %

A participação de cada parceiro na jazida unitizada de Tartaruga Mestiça são ⁽¹⁾:

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	58,905%
Petronas	41,095%

(1) PPSA é gestora do Contrato de Partilha de Produção de Sudoeste de Tartaruga Verde.

As participações de cada parceiro no reservatório de Tartaruga Verde e no Módulo III de Espadarte são:

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	50%
Petronas	50%

SAPINHOÁ

Em 2000, Petrobras, YPF Brasil Ltda (YPF) e BG E&P Brasil LTDA (BG) firmaram um acordo para a criação do consórcio BM-S-9 e o contrato de concessão do BM-S-9 foi assinado em setembro de 2000. A YPF e a BG foram posteriormente adquiridas pela Repsol e Shell, respectivamente. A Petrobras opera Sapinhoá (Contrato de Concessão/BM-S-09), com 45% de participação, em parceria com a Shell (30% de participação) e a Repsol (25% de participação).

Em outubro de 2017, o mesmo consórcio adquiriu os direitos de produzir na área do Entorno de Sapinhoá (composto pelo Sudeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá). O Contrato de Partilha de Produção relativo a tal área foi celebrado em janeiro de 2018.

A ANP aprovou o AIP da jazida compartilhada do Campo de Sapinhoá, localizada na Bacia de Santos, em vigor desde março de 2018, com as seguintes participações de cada contrato no Reservatório Compartilhado de Sapinhoá:

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Sapinhoá (Contrato de Concessão / BM-S-09)	96,300 %
Entorno de Sapinhoá (Contrato de Partilha de Produção)	3,700 %

As participações de cada parceiro no reservatório de Sapinhoá são ⁽¹⁾:

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	45%
Shell	30%
Repsol Sinopec	25%

(1) A PPSA é gestora do Contrato de Partilha de Produção do Entorno de Sapinhoá.

Em novembro de 2024, o consórcio apresentou à ANP um aditamento ao AIP decorrente do processo de revisão das participações de cada contrato no Reservatório Compartilhado de Sapinhoá. Esse aditamento ao AIP ainda está sendo analisado pela ANP.

BRAVA

A Petrobras firmou um AIP com a PPSA para estabelecer os termos e condições do reservatório compartilhado Brava, localizado na Bacia de Campos, que está em vigor desde outubro de 2019. A PPSA representou o governo federal brasileiro na área não contratada, enquanto a Petrobras possuía as áreas de contrato de concessão Voador e Marlim.

Em maio de 2023, a ANP aprovou um aditivo ao AIP para incluir o Contrato de Partilha de Produção da Norte de Brava, por meio do qual a Companhia adquiriu 100% de participação no Contrato de Partilha de Produção da Norte de Brava.

As participações de cada contrato na jazida compartilhada de Brava são as seguintes:

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Marlim (Contrato de Concessão)	64,270%
Voador (Contrato de Concessão)	33,405%
Norte de Brava (Contrato de Partilha de Produção)	2,325%

A Petrobras tem 100% de participação no Reservatório Compartilhado Brava. A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção da Norte de Brava.

ALBACORA PRÉ-SAL (FORNO)

A Petrobras firmou um AIP com a PPSA para estabelecer os termos e condições do reservatório compartilhado do pré-sal de Albacora (Forno), localizado na Bacia de Campos, que está em vigor desde janeiro de 2023. A PPSA representava o governo federal brasileiro na área não contratada, enquanto a Petrobras possuía a área do contrato de concessão de Albacora.

Em maio de 2023, a ANP aprovou um aditivo ao AIP para incluir o Contrato de Partilha de Produção da Norte de Brava, por meio do qual a Companhia adquiriu 100% de participação no Contrato de Partilha de Produção da Norte de Brava.

As participações de cada contrato no Reservatório Compartilhado do Pré-Sal Albacora (Forno) são os seguintes:

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Albacora (Contrato de Concessão)	98,330%
Norte de Brava (Contrato de Partilha de Produção)	1,670%

A Petrobras tem 100% de participação no Reservatório Compartilhado do Pré-Sal (Forno) de Albacora. A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção da Norte de Brava.

1.3 Reservas de petróleo e gás natural

A Petrobras descobre novas áreas por meio de atividades exploratórias. Tais áreas constituem os campos após a declaração de comercialidade. Para cada campo, a Petrobras prepara um plano de desenvolvimento. À medida que os projetos atingem a maturidade adequada, reservas provadas podem ser reportadas.

As quantidades de reservas de petróleo aqui apresentadas foram estimadas de acordo com regras estabelecidas pela Securities and Exchange Commission (SEC). De acordo com essas regras, a Companhia estima as reservas considerando os preços médios calculados como a média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês para cada mês do ano.

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

As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas. Reservas provadas desenvolvidas são aquelas que podem ser recuperadas: (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.

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.

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

As reservas provadas dos campos podem aumentar posteriormente com a perfuração de poços adicionais, otimizações operacionais, e métodos de recuperação suplementar, como injeção de água, entre outras atividades.

Os volumes das reservas de petróleo e gás variam anualmente. Com o início da produção, o volume produzido de óleo, condensado e gás natural é monetizado e deixa de ser reserva. Além disso, outros fatores que podem ocorrer durante o ano, como a compra e venda de ativos, revisões nos preços do petróleo, descobertas, extensões e melhor entendimento do comportamento dos reservatórios, também influenciam na variação do volume das reservas.

As reservas provadas líquidas de petróleo, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2024 foram estimadas em 11.386 milhões de boe, sendo 5.514 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas, seguindo regulamentos da SEC. Essa estimativa inclui a participação em empresas subsidiárias pelo método de equivalência patrimonial, que representa 0,1% das reservas líquidas da Companhia.

Os volumes das reservas provadas da Companhia em 2024, segregados por fluido e entre Brasil e exterior, em milhões de barris de óleo equivalente, constam na tabela a seguir.

Volumes das reservas provadas ⁽¹⁾ (milhões boe)	2024
Óleo e condensado (Brasil)	9.634
Gás natural (Brasil)	1.707
Óleo, condensado e gás natural (exterior)	46
Reservas provadas - total	11.386

(1) As aparentes diferenças na soma dos números devem-se a arredondamentos.

Em 31 de dezembro de 2024, 11,2% (619 milhões de boe) das reservas provadas não desenvolvidas permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais, principalmente devido à complexidade inerente a projetos de desenvolvimento em águas profundas e ultraprofundas em campos gigantes, particularmente nas bacias de Santos e Campos, nos quais a Companhia está investindo na infraestrutura necessária.

Em 2024, a Petrobras investiu um total de US\$ 14,1 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 99% foram investidos no Brasil.

A maior parte dos investimentos está relacionada a projetos de desenvolvimento de longo prazo, que são desenvolvidos em fases devido aos grandes volumes e extensões envolvidos, à infraestrutura para águas profundas e ultraprofundas e à complexidade dos recursos de produção. Nesses casos, o desenvolvimento integral das reservas relativas a esses investimentos pode exceder cinco anos.

Atualmente, a empresa certificadora é a D&M (DeGolyer and MacNaughton). A D&M realizou uma avaliação de 97,2% das reservas provadas de petróleo bruto, condensado e gás natural da Petrobras no Brasil em 31 de dezembro de 2024. O volume de reservas revisado pela D&M corresponde a 96,8% do total das reservas provadas em toda a Companhia, com base no barril equivalente.

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

Existem alguns indicadores de reservas na indústria de óleo e gás natural, para avaliar o desempenho das empresas na apropriação de reservas, tempo médio de produção dessas reservas e o seu nível de desenvolvimento. O Índice de reposição de reservas (IRR) é a relação entre a apropriação de reservas provadas no ano e a produção do ano. O Índice de reposição de reservas orgânico (IRR orgânico) é também a relação entre apropriação e produção, mas desconsiderando os volumes comprados e vendidos nesse cálculo. O Índice reserva/produção (R/P) é a relação entre as reservas provadas do ano e a produção do ano. O Índice de desenvolvimento (ID) é a relação entre as reservas provadas desenvolvidas e as reservas provadas. Os indicadores de reservas referentes ao exercício de 2024 estão destacados na tabela a seguir:

Índices de reservas

Índice de reposição de reservas (IRR)	154%
Índice de reposição de reservas orgânico (IRR orgânico)	154%
Índice Reserva/Produção (R/P)	13,2 anos
Índice de Desenvolvimento (ID)	52%

Informações mais detalhadas sobre reservas podem ser encontradas na Nota Explicativa 4 - Estimativas contábeis e julgamentos relevantes, item 4.1-Reconhecimento de gastos exploratórios e estimativas de reservas, e nas "Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)" das demonstrações financeiras de 2024.

2. Refino, Transporte e Comercialização (“RTC”)

A Petrobras atua no segmento de refino, transporte e comercialização de petróleo e derivados, norteadas pela estratégia de otimizar seus resultados no segmento, buscando máxima eficiência em seus ativos e contribuindo para atendimento ao mercado. Esse segmento inclui também a área de petroquímica e produção de fertilizantes.

2.1. Refino

A Petrobras é uma Companhia que atua de forma integrada na indústria de óleo, gás natural e energia. Após as etapas de exploração e produção detalhadas acima, a Companhia transporta o petróleo e o gás natural produzidos nos campos para o seu parque de refino, que é composto por refinarias e unidades de tratamento de gás natural. O parque de refino é responsável por transformar o petróleo bruto em produtos essenciais para o dia a dia de toda a população, como diesel, gasolina, nafta, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo, lubrificantes, entre outras substâncias que servem de matéria prima para diversos outros produtos, trabalhando para atender à demanda por derivados no Brasil.

A Petrobras possui e opera 10 refinarias com capacidade total de destilação de petróleo de 1,813 milhão de barris por dia, representando 83% de toda a capacidade de refino no Brasil.

Nesse segmento, a principal parcela dos custos está associada à aquisição de petróleo para processamento, tanto nacional quanto importado, que sofre impacto direto da variação do preço da *commodity* no mercado internacional (*Brent*) e da taxa de câmbio.

Com o objetivo de obter maior eficiência operacional e otimizar as margens nesse segmento, a Companhia adota uma combinação coordenada de processamento de óleo, importação e exportação, considerando os diferentes custos de oportunidade para os óleos nacionais e importados, derivados de petróleo em diversos mercados, bem como os custos de transporte, armazenamento e processamento envolvidos.

Dessa forma, em 2024 foram processados 1,706 milhões de barris por dia de petróleo e líquido de gás natural (LGN) nas suas refinarias, sendo 91,5% provenientes de óleo nacional e 8,5% de óleo importado..

A tabela a seguir mostra a capacidade instalada das refinarias brasileiras da Petrobras, assim como as suas médias diárias de processamento, em 2024.

Capacidade de destilação de petróleo bruto, carga processada média e carga total das refinarias (mmbbl/d)

Refinaria	Localidade	Capacidade de Destilação	Carga Processada Média	Carga Total
LUBNOR	Fortaleza (CE)	8	8	8
RECAP (Capuava)	Capuava (SP)	57	53	53
REDUC (Duque de Caxias)	Duque de Caxias (RJ)	239	212	215
REFAP (Alberto Pasqualini)	Canoas (RS)	201	167	176
REGAP (Gabriel Passos)	Betim (MG)	157	149	153
REPAP (Presidente Getúlio Vargas)	Araucária (PR)	208	193	194
REPLAN (Paulínia)	Paulínia (SP)	434	394	399
REVP (Henrique Lage)	São José dos Campos (SP)	252	235	236
RPBC (Presidente Bernardes)	Cubatão (SP)	170	169	170
RNEST (Abreu e Lima)	Ipojuca (PE)	88	81	86

Carga Processada Média de Petróleo Bruto	1.661
Carga Média de LGN	45
Carga Processada Média (Considera Petróleo e LGN Processado)	1.706
Carga Total	1.689

A Petrobras atua em nível nacional buscando o uso eficiente dos seus ativos de produção e de logística de maneira integrada, com segurança, e visando a otimização operacional e o resultado econômico.

A tabela abaixo apresenta os principais produtos produzidos em cada refinaria e sua capacidade de armazenamento.

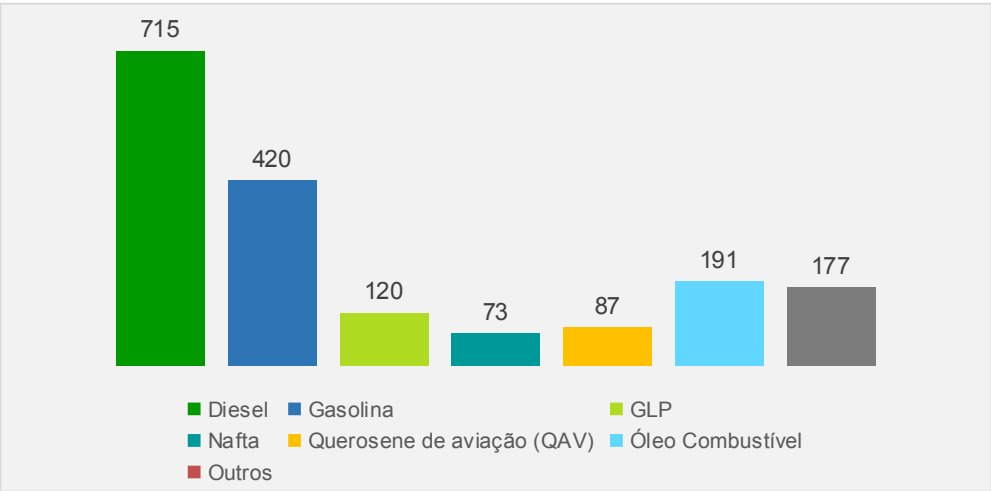
Principais produtos, principais mercados e capacidade de armazenamento das refinarias

Refinaria	Principais produtos	Capacidade de armazenamento (mmbbl)		Principais mercados
		Óleo cru	Derivados	
LUBNOR	Asfalto (47%); Óleo combustível (35%); óleos básicos para lubrificantes (12%); diesel (6%)	0,3	0,4	Óleo lubrificante - vendido para distribuidores e comercializado em todo país; Asfalto - estados do Norte e Nordeste do Brasil e Minas Gerais
RECAP	Diesel (42%); gasolina (30%); GLP (9%)	0,6	1,7	Parte da região metropolitana de São Paulo e plantas de petroquímica
REDUC	Diesel (23%); gasolina (17%); óleo combustível (18%); GLP (9%) - combustível de aviação 8% - Nafta (10%)	5,9	11,0	Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Bahia, Ceará, Paraná, Rio Grande do Sul
REFAP	Diesel (49%); gasolina (28%); Nafta (4%); GLP (8%)	3,1	5,7	Rio Grande do Sul, parte de Santa Catarina e Paraná, além de outros estados por meio de cabotagem costeira
REGAP	Diesel (44%); gasolina (25%); combustível de aviação (7%); GLP (7%)	2,0	5,4	Atualmente fornece o estado de Minas Gerais e ocasionalmente o Espírito Santo. Pode também expandir seu alcance para o mercado do Rio de Janeiro
REPAR	Diesel (43%); gasolina (30%); GLP (8%)	3,3	5,8	Paraná, Santa Catarina, sul de São Paulo e Mato Grosso do Sul
REPLAN	Diesel (44%); gasolina (24%); GLP (6%); combustível de aviação (3%); óleo combustível (10%)	5,6	11,4	Interior do estado de São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rondônia e Acre, sul de Minas Gerais e o "Triângulo Mineiro", Goiás, Brasília e Tocantins
REVAP	Diesel (27%); gasolina (23%); nafta (8%); combustível de aviação (15%); óleo combustível (13%)	4,8	10,5	Vale do Paraíba, o litoral norte do estado de São Paulo, sul de Minas Gerais, região metropolitana de São Paulo, centro oeste do Brasil e sul do Rio de Janeiro. Fornece 80% de combustível de aviação no mercado de São Paulo e 100% do aeroporto internacional de Guarulhos
RPBC	Diesel (48%); gasolina (28%); óleo combustível (11%); GLP (4%)	2,6	7,1	Maior parte dos produtos direcionados para a capital de São Paulo. Uma parte é enviada a Santos e regiões Norte, Nordeste e Sul do Brasil
RNEST	Diesel (60%); Nafta (13%); coque (10%); óleo	(1)	5,6	Norte e Nordeste do Brasil

Refinaria	Principais produtos	Capacidade de armazenamento (mmbbl)		Principais mercados
		Óleo cru	Derivados	
	combustível (13%)			

(1) O petróleo bruto é fornecido diretamente aos parques de tanques da RNEST de 4,2 mbbbl, sem armazenamento externo de petróleo bruto.

Em 2024, a Companhia produziu 1,783 milhão de barris por dia de derivados, com a seguinte distribuição:



Em 2024, a Petrobras utilizou 93% de sua capacidade total de refino de 1,813 milhão de barris por dia, e 69% de sua produção de derivados foi de diesel, gasolina e QAV, produtos de alto valor agregado. Esses números elevados de processamento e produção são o resultado de um trabalho ao longo de mais de dez anos, em que a Petrobras vem realizando investimentos significativos em suas refinarias para melhorar a qualidade dos produtos e o rendimento de derivados de alto valor agregado, a fim de cumprir as normas regulamentares mais rigorosas, modernizar as refinarias e reduzir o impacto ambiental das operações de refino, com destaque para o programa RefTOP destacado abaixo.

Para mais informações sobre a produção e venda por produto em 2024, ver seção “2.3. Comercialização” deste Formulário de Referência.

RefTOP - Programa de Refino de Classe Mundial - Fase 2

Em 2021, a Petrobras lançou o Programa **RefTOP**, com o objetivo de estar entre os melhores refinadores do mundo em eficiência operacional e energética. Nesse contexto, foram mapeadas diversas oportunidades para redução de gaps de desempenho energético nas cinco refinarias (RJ e SP) englobadas na 1ª fase do Programa.

Em 2023, após a revisão da estratégia de portfólio do Refino, o Programa **RefTOP** se expandiu, passando a englobar todas as 10 refinarias do parque. Assim, teve início a nova fase do Programa, o **RefTOP** Fase 2, com novas metas estabelecidas para o horizonte 2030.

Em 2025, o Programa realizou outro movimento importante, mudando sua métrica de desempenho energético do Índice de Intensidade Energética (EII® - *Energy Intensity Index*) para o Índice de Sustentabilidade Energética (ESI® - *Energy Sustainability Index*) da HSB Solomon Associates LLC. Esse movimento mostra o compromisso da Petrobras em gerenciar as emissões e minimizar sua pegada de carbono, reconhecendo o impacto das fontes de energia de baixo carbono em um nível mais amplo e, assim, considerando a matriz elétrica renovável brasileira, que atingiu 93% de geração renovável em 2023 (*International Energy Agency*, 2024). Para referência, a redução de Gases de Efeito Estufa consistente com o Acordo de Paris requer a participação de 90% de energia renovável na matriz elétrica global até 2050 (Agência Internacional de Energia Renovável, 2023).

A Petrobras continua implementando novos projetos e oportunidades para aumentar sua eficiência energética e a sustentabilidade das suas operações, levando a uma redução consistente na intensidade das emissões de GEE, emissões de queima e consumo de gás natural. A intensidade das emissões de GEE caiu de 36,8 kgCO₂e/CWT em 2023 para 36,2 kgCO₂e/CWT em 2024 (10M24), considerando todas as refinarias.

Complexo de Energias Boaventura

Seguindo a estratégia atual da Petrobras, o Complexo de Energias Boaventura, antigo Polo GASLUB, localizado em Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro, está sendo remodelado. Novas soluções estão sendo avaliadas, como uma nova área de refino, uma unidade de processamento de gás natural e uma usina termelétrica. O projeto básico de engenharia do novo escopo da área de refino do Complexo de Energias Boaventura foi concluído. Esse projeto prevê a integração com a refinaria REDUC e consiste numa unidade de hidrocrackeamento catalítico, hidrotratamento e hidroisomerização para a produção de óleos lubrificantes de base do Grupo II, que constituem uma nova geração de óleos lubrificantes com índices de viscosidade mais elevados, maior estabilidade à oxidação e melhor desempenho global em comparação com os óleos de base do Grupo I. As unidades poderão também produzir combustíveis de alta qualidade, e os investimentos adicionais incluídos no Plano Estratégico, juntamente com a integração com a REDUC, aumentarão a produção de S-10 em 76 mbbl/d. Para esse escopo, a construção está prevista para ser contratada no segundo semestre de 2025. Além disso, foi iniciado um estudo para avaliar a implementação de uma unidade dedicada ao processamento de matérias-primas renováveis (óleos vegetais e gordura animal) e à produção de combustíveis avançados, tais como biojet SAF e/ou HVO, aplicando a tecnologia de Ésteres e Ácidos Graxos Hidroprocessados e também produtos petroquímicos.

Para a unidade de processamento de gás natural, um novo contrato de construção, gestão e comissionamento foi assinado em março de 2023, cujos marcos de construção e comissionamento foram alcançados, com o módulo I entrando em operação comercial em novembro de 2024 e o módulo II em 5 de maio de 2025.

A Usina Termelétrica a Gás Natural teve seu projeto conceitual concluído, obteve Licença Prévia junto ao órgão ambiental em novembro/2024 e atualmente está sendo desenvolvida a etapa de planejamento do Projeto.

RNEST

A RNEST (Refinaria Abreu e Lima) iniciou suas operações em 2014 com o primeiro conjunto de unidades (Trem I), tornando-se a mais nova e moderna das refinarias da Companhia. A refinaria está localizada na região Nordeste do Brasil, e essa localização define a planta como o principal hub no Norte-Nordeste do país.

A RNEST é o principal projeto de expansão de capacidade, prevendo-se um aumento da capacidade de produção de diesel S-10 de 94 mbbl/d. Esse aumento da capacidade de produção de derivados reforça ainda mais a vantagem competitiva na utilização otimizada do parque de refino. Os principais projetos de expansão de capacidade e de melhoria da qualidade dos derivados na RNEST incluem a execução do revamp do Trem 1, a implementação do Trem 2 e a conclusão do projeto SNOX. A planta de abatimento de SOx (óxidos de enxofre) pela tecnologia SNOX, concluída em dez/24, elimina a queima de SOx na tocha, limitada a 60 ton e permite a operação da refinaria com carga nominal, bem como o processamento de uma cesta de petróleos brutos mais abrangente, sem limitações de conteúdo de enxofre, com consequente redução de custos das matérias-primas e aumento da margem.

O projeto do revamp do Trem 1 foi concluído no primeiro trimestre de 2025, sendo necessária autorização do órgão ambiental para o efetivo aumento de carga. O Trem 2 da RNEST está atualmente em processo de contratação da construção, com início de operação previsto até 2029.

Outros projetos de diesel S-10

No que diz respeito à expansão da capacidade de produção de diesel S-10, além da nova unidade de hidrotratamento na REPLAN, com uma capacidade de produção adicional de 63 mbbl/d de diesel S-10, e previsão de partida prevista em jun/2025, a Companhia tem o investimento na REVAP, que prevê modificações na unidade de hidrotratamento existente ("U-272D"), a fim de aumentar a produção de S-10 em 41 mbbl/d, atendendo as especificações do mercado e os requisitos ambientais. O início de operação está previsto para o primeiro semestre de 2026..

2.2. Transporte e Armazenamento de Petróleo

A atividade desenvolvida pelas empresas que atuam no mercado de transporte e armazenamento de combustíveis tem início após a extração do petróleo. A Petrobras realiza essa atividade principalmente por meio de sua subsidiária integral Petrobras Transporte S.A (Transpetro), que atua na movimentação e no armazenamento de petróleo e seus derivados, etanol, gás e biocombustíveis por meio de navios, terminais e dutos, para o abastecimento de indústrias, plantas termelétricas e refinarias brasileiras, incluindo as atividades de importação e exportação.

A operação de navios, terminais e dutos é um importante elo da cadeia de suprimentos da Companhia. O petróleo é transportado dos campos de produção até os terminais da Transpetro por meio de dutos ou navios. De lá, é transportado para refinarias ou para exportação. Após o refino, os derivados são novamente escoados por dutos ou navios até os terminais para serem entregues às distribuidoras de combustíveis, que atendem os mercados brasileiro e mundial.

A operação da Transpetro abrange uma malha de 7.768 km de dutos e 45 terminais, sendo 24 marítimos e 21 terrestres. Os terminais operados pela Transpetro, sejam eles da Petrobras ou de terceiros, têm uma capacidade nominal total de armazenamento de 10,8 milhões de m³. Adicionalmente, a operação da Transpetro abrange uma frota composta por 33 navios - 26 próprios e sete afretados por meio da subsidiária Transpetro International BV (TIBV), apresentando uma idade média de 9,6 anos, com capacidade de transporte de 3,2 milhões de toneladas de porte bruto.

Em 2024, a Transpetro movimentou 651 milhões de m³ de petróleo, derivados e biocombustíveis, totalizando 6.110 operações com navios e barcas. Neste ano, seus navios movimentaram cerca de 46,6 milhões de m³ de petróleo e derivados, cerca de 23% da carga movimentada por via marítima pela Petrobras, totalizando 904 operações no ano, uma média de 75 por mês.

A sinergia entre Petrobras e Transpetro permanece sendo fator determinante para avanço considerável no combate às ações de furto de combustíveis na malha de dutos, também conhecidas como derivações clandestinas (DCs). Essa parceria resultou em ações que reforçaram o compromisso com a vida, com o meio ambiente e a segurança operacional da Transpetro.

Em 2024, a Transpetro continuou fortalecendo o relacionamento com as forças de segurança pública em todo o país, estreitando os laços com as comunidades vizinhas às suas malhas de dutos, fomentando a conscientização, os projetos sociais e investindo no aprimoramento de ferramentas tecnológicas, visando ampliação do monitoramento das faixas de dutos e maior eficácia na prevenção de derivações clandestinas.

Essas ações possibilitaram, no último ano, uma redução de 11% em relação ao ano anterior, uma queda de 28 ocorrências em 2023 para 25 em 2024. Fazendo um comparativo com a máxima histórica ocorrida em 2018, quando a Transpetro registou 261 ocorrências, há uma redução de 90% no furto de combustíveis.

Sendo assim, as realizações denotadas pelos resultados confirmam a redução do risco associado à derivação clandestina.

Terminais próprios

Localização	Terminal	Tipo	Capacidade Nominal (m³)
Alagoas	Maceió ⁽¹⁾	Marítimo	58.265
Amazonas	Coari	Marítimo	86.147
Ceará	Mucuripe	Marítimo	N/A ⁽²⁾
Espírito Santo	Barra do Riacho Vitória	Marítimo Marítimo	107.834 10.710
Distrito Federal	Brasília	Terrestre	72.308
Goiás	Senador Canedo	Terrestre	127.778
Maranhão	São Luís	Marítimo	78.897
Minas Gerais	Uberaba Uberlândia	Terrestre Terrestre	54.812 45.812
Pará	Belém	Marítimo	48.186
Pernambuco	Suape	Marítimo	108.562
Paraná	Paranaguá	Marítimo	204.567
Rio de Janeiro	Ilha d' Água	Marítimo	179.173
	Angra dos Reis	Marítimo	1.011.487
	Campos Elíseos	Terrestre	547.284
	Ilha Redonda & Ilha Comprida ⁽³⁾	Marítimo	75.484
	Japeri	Terrestre	37.650
	Volta Redonda	Terrestre	25.502
	Cabiúnas	Terrestre	483.134
Rio Grande do Sul	Niterói	Marítimo	21.189
	Rio Grande	Marítimo	101.422
	Osório	Marítimo	842.393
Santa Catarina	Biguaçu	Terrestre	36.214
	Itajaí	Terrestre	56.482
	Guaramirim	Terrestre	18.644
	São Francisco do Sul	Marítimo	473.166
São Paulo	Santos	Marítimo	388.873
	São Sebastião	Marítimo	2.057.493
	Barueri	Terrestre	206.462
	Cubatão	Terrestre	161.100
	Guararema	Terrestre	1.026.934
	Guarulhos	Terrestre	164.181
	Paulínia	Terrestre	274.608
	Ribeirão Preto	Terrestre	50.886
	São Caetano do Sul	Terrestre	227.308
TOTAL	36	-	9.470.947

(1) O terminal de Maceió foi arrendado até fevereiro de 2025, quando o contrato terminou.

(2) O terminal apenas bombeia o produto. Não há nenhum tanque de produto no local.

(3) Ambos os terminais compõem um único sistema integrado de armazenamento e movimentação.

Ao final de 2024, a capacidade de transporte da Transpetro e de sua subsidiária integral Transpetro International B.V. - TIBV, foi de 3,2 milhões de toneladas de porte bruto (TPB), por meio de 32 embarcações (próprias e afretadas). Além disso, a Petrobras conta com mais 78 embarcações afretadas junto a terceiros. Essas embarcações são utilizadas tanto no escoamento da produção marítima como no transporte de petróleo e derivados, gás liquefeito de petróleo e etanol para abastecer os mercados nacional e internacional.

Navios próprios/afretados pela Transpetro e pela Petrobras

	Navio	Próprio / Afretado	Capacidade (tonelagem por porte bruto)
Próprio/ Afretado pela Transpetro	Abdias Nascimento	Próprio	157.055
	Andre Rebouças	Próprio	156.523
	Angra dos Reis	Afretado	105.165
	Anita Garibaldi	Próprio	72.786
	Barbosa Lima Sobrinho	Próprio	5.093
	Carlos Drummond de Andrade	Próprio	114.366
	Castro Alves	Próprio	114.562
	Celso Furtado	Próprio	48.502
	Darcy Ribeiro	Próprio	5.097
	Dragão do Mar	Próprio	156.502
	Fortaleza Knutsen	Afretado	106.316
	Garrincha	Próprio	114.441
	Gilberto Freyre	Próprio	2.573
	Henrique Dias	Próprio	156.505
	João Cândido	Próprio	156.980
	José Alencar	Próprio	48.573
	José do Patrocínio	Próprio	156.726
	Lucio Costa	Próprio	5.097
	Machado de Assis	Próprio	156.829
	Madre de Deus	Afretado	105.283
	Marcílio Dias	Próprio	156.541
	Milton Santos	Próprio	156.629
	Olavo Bilac	Próprio	114.700
	Oscar Niemeyer	Próprio	5.079
	Portinari	Próprio	114.435
	Recife Knutsen	Afretado	105.560
	Rio Grande	Afretado	105.224
	Rômulo Almeida	Próprio	48.449
	São Luís	Afretado	105.212
	São Sebastião	Afretado	105.190
	Sérgio Buarque de Holanda	Próprio	48.573
	Zumbi dos Palmares	Próprio	156.492
Subtotal Próprio/Afretado pela Transpetro		32	3.167.058

Afretado pela Petrobras	Aitolos	Afretado	115.521
	Aktea	Afretado	51.371
	Alessandro Volta	Afretado	29.191
	Altair	Afretado	50.583
	Amazon Victory	Afretado	72.412
	Aquila	Afretado	319.330
	Arctos	Afretado	49.999
	Atlantic Pride	Afretado	50.614

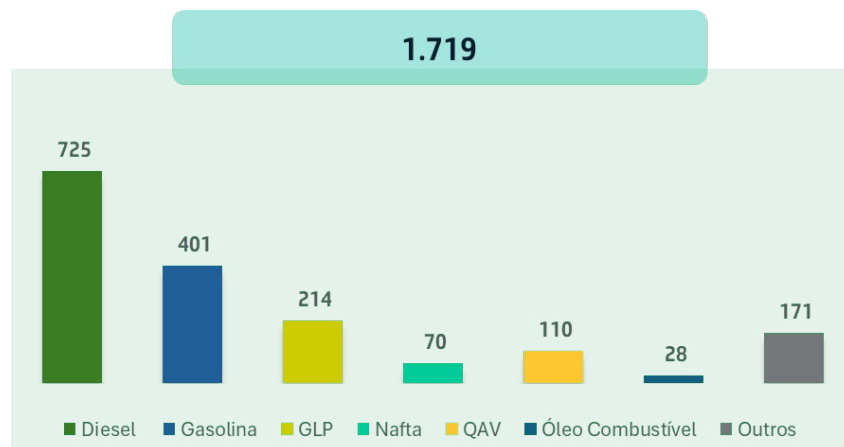
Brasil 2014	Afretado	155.709
Bw Pampero	Afretado	53.503
Clarity	Afretado	49.999
Clean Justice	Afretado	44.998
Clearocean Melody	Afretado	49.995
Clyde	Afretado	49.999
Cumbia 1	Afretado	50.213
Donoussa	Afretado	299.999
Eagle Cambe	Afretado	155.414
Eagle Colatina	Afretado	155.362
Eagle Crato	Afretado	152.000
Eagle Paraiba	Afretado	105.153
Eagle Paraiso	Afretado	153.264
Eagle Parana	Afretado	105.048
Eagle Passos	Afretado	152.000
Eagle Paulinia	Afretado	153.352
Eagle Petrolina	Afretado	153.226
Eco Energia I	Afretado	4.200
Eden	Afretado	49.999
Elandra Star	Afretado	49.999
Elka Leblon	Afretado	154.846
Elka Parana	Afretado	155.010
Epic Baluan	Afretado	7.187
Epic Beata	Afretado	6.513
Epic Shikoku	Afretado	8.993
Evo	Afretado	50.044
Flumar Brasil	Afretado	51.188
Forte De Copacabana	Afretado	8.834
Forte De Sao Luiz	Afretado	8.250
Fraternity	Afretado	157.667
Gavi C	Afretado	37.606
Honesty	Afretado	50.384
Horizon Aphrodite	Afretado	49.996
Horizon Armonia	Afretado	49.999
Horizon Theano	Afretado	50.268
Horizon Theoni	Afretado	49.999
Isabella M li	Afretado	49.999
Kamilla Kosan	Afretado	11.738
Lambada Spirit	Afretado	154.036
Luigi Lagrange	Afretado	29.191
Maersk Katalin	Afretado	39.708
Maersk Kiera	Afretado	39.724
Maersk Malaga	Afretado	51.544
Maersk Tampa	Afretado	49.834
Manta Anadolu	Afretado	28.447
Marlin	Afretado	17.043
Mersey	Afretado	49.999

	Nave Atria	Afretado	49.992
	Othoni	Afretado	14.999
	Pacific Azur	Afretado	49.997
	Pacific Jasper	Afretado	49.998
	Pacific Onyx	Afretado	49.996
	Pacific Zircon	Afretado	49.995
	Pine Olia	Afretado	49.999
	Ps Singapore	Afretado	49.999
	Queen Of Doria	Afretado	46.590
	Rio 2016	Afretado	155.709
	Samba	Afretado	19.117
	San Andres Iv	Afretado	3.557
	Sealoader 2	Afretado	3.100
	Sinndar	Afretado	54.596
	Sti Jardins	Afretado	49.990
	Torm Genesis	Afretado	119.456
	Torm Maren	Afretado	109.672
	Torm Mathilde	Afretado	109.672
	Tweed	Afretado	49.999
	Vialli	Afretado	44.999
	Vorias	Afretado	38.375
	Witham	Afretado	49.999
	Xt Honesty	Afretado	18.1880
Subtotal afretado pela Petrobras		78	5.702.186
TOTAL		110	8.869.244

2.3. Comercialização

O petróleo e os derivados produzidos pela Petrobras são vendidos no mercado interno e externo. A Companhia também realiza compras de outros tipos de petróleo e de derivados. A comercialização é realizada de forma integrada, conectando todas as partes da cadeia produtiva, em aderência ao planejamento operacional. A Companhia transporta diariamente petróleo e derivados por meio dos ativos logísticos de transporte, viabilizando a comercialização desses produtos. Os principais derivados comercializados são diesel, gasolina, gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta, óleo combustível e querosene de aviação (QAV).

Em 2024, a Companhia comercializou 1.719 mbbl/d de derivados no mercado brasileiro, distribuídos da seguinte forma:



Sobre os principais derivados

- O diesel é um derivado médio de petróleo usado como combustível em veículos com motores de combustão interna com ignição por compressão (motores de ciclo Diesel). Ele é usado principalmente para transporte rodoviário de carga e passageiros (80%) e no setor agrícola (10%). O diesel A, produzido nas refinarias brasileiras, deve obrigatoriamente ser misturado ao biodiesel pelas empresas distribuidoras, resultando no diesel consumido pelos consumidores finais. O teor mínimo de mistura obrigatória varia e é determinado pelo Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”).
- A gasolina é um derivado leve de petróleo usado em veículos com motores de combustão interna de ignição comandada (motores de ciclo Otto). As refinarias no Brasil produzem um derivado denominado “gasolina A”, que deve ser misturado com 27% de etanol anidro (mandato atual) e depois vendido aos usuários finais como “gasolina C” nos postos de gasolina. As empresas distribuidoras são as responsáveis por adquirir o etanol anidro e realizar essa mistura. Seus principais concorrentes são o etanol hidratado (vendido diretamente pelos produtores às distribuidoras, que o revendem nos postos) e o CNG - *Compressed Natural Gas*, sigla em inglês para Gás Natural Comprimido (vendido pelas distribuidoras diretamente aos postos).
- O gás liquefeito de petróleo (GLP) é um derivado leve de petróleo e gás natural composto principalmente por propano e butano. Ele é utilizado como combustível para aparelhos de aquecimento, como equipamentos de cozinha, caldeiras rurais e caldeiras de água, entre outros.
- A nafta é um derivado leve de petróleo utilizado principalmente como matéria-prima para o setor petroquímico. Este produto é vendido para três plantas petroquímicas existentes no Brasil, que produzem commodities químicas, como etileno, propeno, butadieno e aromáticos (benzeno, tolueno, xilenos).
- O querosene de aviação é um derivado médio de petróleo usado como combustível de aviação em aeronaves movidas por motores de turbina a gás. É utilizado por todas as empresas de aviação comercial (transporte de passageiros e carga).
- O óleo combustível é uma fração residual da destilação do petróleo. É utilizado nos setores industrial (principalmente empresas de metalurgia não ferrosa) e de geração de energia elétrica (usinas termoeletricas).

Além de petróleo e seus derivados, a Companhia também comercializa gás natural, energia, renováveis e outros produtos.

A Petrobras tem como concorrentes no fornecimento de derivados os importadores (*trading companies* ou as próprias distribuidoras) e as refinarias privadas oriundas dos desinvestimentos da Petrobras, como a Refinaria de Mataripe, localizada no estado da Bahia, a Ream, localizada no estado do Amazonas, e a 3R, localizada no Rio

Grande do Norte. Também são concorrentes as demais refinarias privadas como a Refinaria de Petróleo Riograndense, na qual a Petrobras tem participação de 33,3%, localizada no estado do Rio Grande do Sul, a Refinaria de Manguinhos, localizada no estado do Rio de Janeiro, as centrais petroquímicas, e os formuladores de combustíveis.

Dessa forma, o mercado brasileiro é atendido por diversos agentes. No ano de 2024, segundo dados da ANP, a gasolina A produzida e importada pela Petrobras atendeu cerca de 39% da demanda total dos veículos leves (motores ciclo Otto). O restante foi atendido pela produção e importação de gasolina por outros agentes, pelo etanol hidratado combustível e o etanol anidro de mistura obrigatória à gasolina refinada, e pelo GNV.

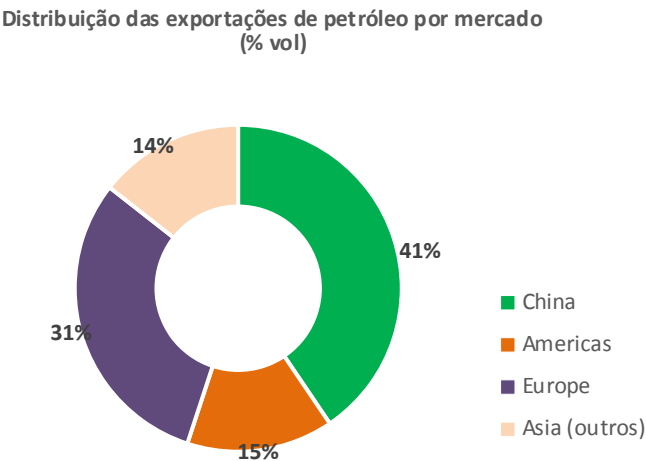
Para os motores à diesel, segundo dados da ANP, a partir de produção e importação de diesel A, a Petrobras atendeu cerca de 63% da demanda. O restante foi atendido pela produção e importação de diesel de terceiros e pelo biodiesel de mistura obrigatória.

Mercado Externo

As atividades de *trading* de petróleo, derivados e GNL visam a atender as demandas internas ou potenciais oportunidades de negócio identificadas pelas equipes comerciais, buscando otimizar operações de compra e venda nos mercados doméstico e internacional, bem como operações *offshore*. As importações e exportações são movidas por fatores econômicos que envolvem o refino doméstico, os níveis de demanda brasileiros e os preços internacionais. Nas exportações, os produtos mais representativos em termos de volume são o petróleo bruto e o óleo combustível.

Atualmente, a comercialização de petróleos nacionais é realizada por meio de contratos de longo prazo e vendas no mercado “spot”. Em 2024, o volume de petróleo bruto comprometido por meio de contratos de longo prazo com quantidade sujeita a acordo final em termos comerciais foi de aproximadamente 233 mbbl/d. Em termos de destino das exportações de petróleo nacional, atualmente a Petrobras possui uma carteira de cerca de 70 clientes, distribuídos pelas Américas, Europa e Ásia, incluindo a China.

O gráfico adiante mostra a distribuição do petróleo exportado pela Petrobras nos diversos mercados em 2024:



Em 2024 a Companhia continuou sendo um dos mais importantes exportadores de óleo combustível com baixo teor de enxofre do mundo, mesmo com o aumento da participação do óleo com alto teor de enxofre na carteira da empresa. Este ano a Companhia vendeu óleo combustível para mais de 20 empresas diferentes nos principais hubs do mercado, como Singapura, Golfo Árabe, Mediterrâneo, noroeste da Europa, costa ocidental da África, Panamá, Caribe e China.

Exportações e importações de petróleo e derivados (mbbl/d)

	2024
Exportações	
Óleo cru	602
Óleo combustível	150
Outros derivados	46
Total exportações	798
Importações	
Óleo cru	151
GLP	59
Diesel	60
Gasolina	11
Outros derivados	18
Total importações	299

2.4. Petroquímica

No setor petroquímico, a Petrobras participa da produção doméstica de petroquímicos básicos e das atividades de segunda geração da cadeia petroquímica, por meio de empresas investidas, dentre as quais se destaca a Braskem S.A. (Braskem).

A Braskem é uma empresa de capital aberto na qual a Petrobras detém uma participação de 36,15%, a Novonor 38,32% e o restante pulverizado no mercado. A Braskem opera fábricas petroquímicas no Brasil, México, Estados Unidos e Alemanha, cujos principais produtos são as resinas polietileno (PE), polipropileno (PP) e policloreto de vinila (PVC), além de insumos químicos básicos como eteno, propeno, butadieno, benzeno, tolueno, cloro, soda e solventes.

A Petrobras fornece para a Braskem parte da matéria prima usada em suas plantas de 1ª e 2ª geração instaladas no Brasil. Para as plantas de 1ª geração, a Petrobras fornece nafta (Bahia, São Paulo e Rio Grande do Sul), HLR (São Paulo) e etano/propano (Rio de Janeiro). Para as plantas de 2ª geração instaladas em São Paulo, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul, a Petrobras fornece propeno produzido por REPAR, REVAP, RECAP, REPLAN, REDUC e REFAP.

2.5. Fertilizantes

A Petrobras possui duas fábricas próprias de fertilizantes nitrogenados, que estão localizadas nos estados da Bahia e do Sergipe (FAFEN-BA e FAFEN-SE, juntas “FAFENS”), e participação integral da sociedade Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA), que está localizada no estado do Paraná. Juntas têm capacidade instalada para produção de 1,852 milhão de t/ano de ureia, 1,406 milhão t/ano de amônia, 319 mil t/ano de sulfato de amônio e 800 mil t/ano de ARLA-32.

Em 2020, a Companhia hibernou a planta da ANSA e arrendou as FAFENS para a Unigel Participações S.A. (“Unigel”), pelo prazo inicial de 10 anos, podendo ser prorrogados por mais 10 anos.

A Companhia também possui uma fábrica de fertilizantes inacabada (UFN-III) no Mato Grosso do Sul, cuja construção iniciou-se em setembro de 2011 e parou em dezembro de 2014, com 81% de avanço físico. Essa fábrica finalizada possui capacidade instalada de 803 mil t/ano de amônia e 1.3 milhões de t/ano de ureia.

Uma nova visão de ser a melhor empresa de energia diversificada e integrada, incluindo os segmentos de fertilizantes e petroquímica foi introduzida com o Plano Estratégico 2024-2028+ e foi reafirmada no Plano Estratégico 2050, divulgado em 2024. Assim, em junho de 2024, a Companhia aprovou a retomada das atividades operacionais da ANSA e o início de todos os procedimentos necessários para a reabertura da planta. A expectativa é que a planta volte a operar no segundo semestre de 2025.

Ainda, nesse contexto, em 2023, a Companhia assinou, com a Unigel Participações S.A. (Unigel), um contrato de industrialização sob encomenda (tolling) para a produção de fertilizantes nitrogenados nas FAFENs, porém não teve suas condições de eficácia atendidas dentro do prazo estabelecido (27/06/2024) e, portanto, teve a sua vigência encerrada antes mesmo de surtir seus efeitos. Em janeiro de 2025, a Petrobras divulgou, sob um Acordo de Confidencialidade firmado em 21/10/2024, que segue em negociação com a Unigel para acordo que também envolve os contratos associados às fábricas de fertilizantes - FAFENs, firmados com a Proquigel, subsidiária da Unigel. Em maio de 2025, a Petrobras autorizou a assinatura de acordo, ratificado pela Unigel, que prevê o Restabelecimento da posse das fábricas de fertilizantes da Bahia e Sergipe, e a retomada das operações pela Petrobras, mediante procedimento licitatório para contratação de serviços de Operação e Manutenção até 31/05/2025, sendo que para produzir efeitos, o acordo ainda precisará ser homologado pelo Tribunal Arbitral. Adicionalmente, em fevereiro de 2024, a Petrobras assinou com a Yara Brasil Fertilizantes S.A. (Yara) um Memorando de Entendimentos (MoU) visando estudos de potenciais parcerias de negócios para iniciativas locais no segmento de fertilizantes, produção de produtos industriais e descarbonização da produção. Aprofundando-se as tratativas decorrentes desse MoU, em julho de 2024, a Petrobras assinou um Master Agreement com a Yara e, em novembro de 2024, assinou dois acordos temporários.

O primeiro é um acordo entre Petrobras, Yara e ANSA para a produção de ARLA 32 a partir de ureia fornecida pela Yara, sendo que a Yara seria responsável pela comercialização.

O segundo é um acordo de cooperação técnica para desenvolvimento de estudos conjuntos nas áreas de fertilizantes e produtos industriais correlatos, bem como contempla esforços de transição energética vinculados a projetos de descarbonização e produção de fertilizantes renováveis e de baixa intensidade de carbono.

Ainda, em outubro de 2024, a Petrobras informou que seu Conselho de Administração aprovou a continuidade da implantação da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III), localizada em Três Lagoas (MS).

3. Gás e Energias de Baixo Carbono (“G&EBC”)

O segmento de G&EBC da Petrobras compreende processamento, logística, comercialização de gás natural e GNL, regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), e geração e comercialização de energia, além dos negócios de energias renováveis, serviço de baixo carbono (CCUS) e a produção de biodiesel de seus coprodutos.

A Companhia processa o gás natural produzido nos campos de petróleo nas unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e comercializa esse gás, juntamente com alguns volumes adquiridos no país, volumes importados da Bolívia, além do GNL adquirido no mercado global, para diversos consumidores e para usinas termelétricas.

A Companhia vende a energia elétrica proveniente de suas usinas termelétricas movidas a gás natural e óleo diesel, bem como comercializa energia elétrica.

Principais Ativos

	2024
Gás Natural	
Participação em gasodutos de transporte no Brasil (km)	2.643
Unidades de processamento	13
Brasil	10 ⁽¹⁾ (4) (5)

Bolívia	3
Capacidade de processamento (milhões m ³ /dia)	142
Brasil	97 ⁽¹⁾
Bolívia	45 ⁽⁷⁾
Terminais de regaseificação	2 ⁽²⁾⁽³⁾
Capacidade de regaseificação (milhões m ³ /dia)	40
Energia	
Número de ativos de energia elétrica	13 ⁽⁶⁾
Capacidade instalada (mil MW)	4,9

(1) Em 2023, a autorização da UPGN RPBC foi cancelada pela ANP devido à sua inatividade continuada durante 2 anos.

(2) O Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia (TR-BA) esteve arrendado no período compreendido entre 04/12/2021 e 31/12/2023.

(3) Dado o encerramento do contrato de operação portuária com a CIPP S.A. em 31/12/2023, o Terminal de Regaseificação de GNL de Pecém teve suas operações encerradas na mesma data.

(4) A UTGSul com capacidade instalada de 2,5 milhões m³/dia foi hibernada em 16/09/2024 devido à ausência de demanda por processamento de gás na região.

(5) A UTGITB recebeu autorização para produção comercial no módulo I em 09/09/2024 e opera com capacidade de processamento de 10,5 milhões de m³/dia de gás natural. A produção comercial começou em novembro.

(6) A UTE Piratininga teve o seu contrato de concessão encerrado em 27/04/2024.

(7) O número revisado considera a metodologia atual de medição de capacidade das unidades da Bolívia.

3.1. Gás Natural

No segmento de gás natural, a Petrobras atua na importação de gás natural e GNL, produção, processamento, logística, comercialização de gás natural e GNL e regaseificação de GNL.

A Companhia tem como principal objetivo estratégico desse segmento maximizar a geração de valor da cadeia de gás, a partir, principalmente, da monetização do gás natural das bacias sedimentares do Brasil. O crescimento da produção nacional de petróleo e a consequente elevação da produção do gás associado, contribuem para aumento da oferta de gás natural próprio tanto para consumo interno, como para comercialização.

Além disso, a Companhia tem como foco a integração dos negócios com a geração de energia termelétrica e a comercialização de energia.

3.1.1. Processamento

O gás natural produzido passa por UPGNs para ser enquadrado às especificações regulatórias, determinadas pela Agência Reguladora Nacional, e ser utilizado como combustível e matéria-prima para diferentes setores, como o veicular, industrial, comercial e residencial, bem como para a geração de energia termelétrica.

Em 31 de dezembro de 2024, a Petrobras contava com 13 UPGNs, sendo 10 no Brasil e três na Bolívia, com uma capacidade total instalada de processamento de 142 milhões de m³/dia, sendo 97 milhões de m³/dia no Brasil, e que possui capacidade para processar o gás natural em sua forma gasosa e condensada.

Adicionalmente, a Petrobras tem, na Argentina, uma participação de 34% na Compañia Mega S.A., que conta com uma capacidade total instalada de processamento de gás de 40 milhões de m³/dia.

O volume total médio de gás natural recebido no Brasil em 2024 foi de 48,1 milhões m³/dia e os principais produtos gerados foram 39,7 milhões m³/dia de gás natural especificado e 3,2 mil t/dia de GLP.

A tabela abaixo mostra as unidades de tratamento de gás no Brasil, bem como suas localizações e produção em 2024.

UPGN	Localização	Capacidade de processamento (milhão m³/dia)	Gás natural não processado (milhão m³/dia)	Gás natural processado (milhão m³/dia)	GLP (mil t/dia)
UTGCAB ⁽¹⁾	Rio de Janeiro	24,6	20,06	13,60	0,95
UTGCA	São Paulo	20,0	11,41	10,79	1,01
UTGC	Espírito Santo	18,1	2,24	2,04	0,27
UTGSUL ⁽²⁾	Espírito Santo	2,5	0,05(2)	0,04(2)	-
UTGITB ⁽³⁾	Rio de Janeiro	10,5	1,67(3)	1,23(3)	0,05(2)
REDUC	Rio de Janeiro	2,5	0,95	0,76	0,05
LUBNOR	Ceará	0,35	0	0	0
URUCU	Amazonas	12,20	11,49	10,82	0,87
CATU	Bahia	2,00	1,75	1,46	0,00
EVF MANATI	Bahia	6,00	-	0,00	0,00
TOTAL		98,75	48,13	43,12	3,44]

(1) A UTGCAB tem uma flexibilidade operacional que permite a incorporação de um volume adicional de gás natural não processado ao gás processado pela unidade, mantendo as especificações regulamentadas para o produto final e aumentando o volume total de gás disponível para o mercado. Essa flexibilidade permitiu o aumento do gás disponível para o mercado de: 2,45 milhões de m³/d em 2022, 2,27 milhões de m³/d em 2023 e 3,00 milhões de m³/d em 2024, além dos valores indicados nesta tabela.

(2) A UTGSUL, com uma capacidade de processamento de 2,5 milhões de m³/d de gás natural, foi hibernada em 16 de setembro de 2024, devido à falta de fornecimento de gás. Os dados referem-se aos valores médios de janeiro a setembro de 2024.

(3) Em 9 de setembro de 2024, foi concedida uma autorização para a produção comercial no módulo I da UTGITB, com uma capacidade de processamento de 10,5 milhões de m³/d de gás natural. Os dados referem-se aos valores médios de novembro a dezembro de 2024.

Vale destacar que, além do processamento do gás de propriedade da própria Petrobras, a Companhia também processa gás de outras empresas, mediante a prestação de serviço de processamento, no contexto do processo de abertura do mercado de gás natural.

3.1.2. Transporte e Comercialização

Pelo lado da oferta, além de vender a sua produção própria de gás natural, a Companhia adquire gás de outros produtores no Brasil e importa gás boliviano e gás natural liquefeito (GNL), a fim de compatibilizar a oferta e a demanda de gás. Da parcela de produção nacional ofertada, a Petrobras foi responsável por 91%, sendo o restante referente aos demais produtores que vendem gás à Petrobras.

Pelo lado da demanda, o gás é destinado ao mercado não termelétrico, ao mercado termelétrico (unidades próprias e terceiros), às unidades próprias de refino, além de utilizado no sistema de transporte de gás natural. O mercado não termelétrico é composto pelas empresas distribuidoras de gás natural e consumidores livres (podem negociar livremente suas compras de gás natural de vários fornecedores, em vez de comprar diretamente de uma única distribuidora).

Oferta de Gás Natural (milhões m³/dia)

Demanda de Gás Natural (milhões m³/dia)



Para prover a entrega desse gás, a Companhia contrata serviço de transporte de gás natural junto às transportadoras, que são proprietárias e operam seus respectivos sistemas de gasodutos de transporte, que interligam as fontes de suprimento de gás natural (plantas de processamento de gás natural, terminais de regaseificação de GNL e gás importado da Bolívia) aos pontos de entrega para os clientes.

Assim, no Brasil, a contratação do serviço de transporte de gás natural ocorre por meio de contratos regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”), tendo prazos de vigência e tarifas distintos. Atualmente, a Companhia mantém contratos em vigor com as transportadoras TAG (Transportadora Associada de Gás S.A.) até 2033, TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.) até 2041 e NTS (Nova Transportadora do Sudeste S.A.) até 2031. Dessas, a Petrobras detém participação acionária de 51% na TBG. Adicionalmente, na Bolívia, a Companhia possui contrato de prestação até o ano de 2039 para serviço de transporte de gás natural com a GTB (Gas Transboliviano S.A.), empresa proprietária e responsável pela operação do trecho boliviano do Gasoduto Bolívia-Brasil, na qual a Petrobras possui participação acionária de 11%.

No que concerne às demais empresas transportadoras de gás natural operacionais no Brasil, a Petrobras possui participação acionária de 25% na TSB (Transportadora Sul Brasileira de Gás S.A.), responsável pelo projeto do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, não tendo, contudo, contrato celebrado com a referida empresa.

Os gasodutos brasileiros podem ser agrupados (a) na malha integrada de gás natural, que interconecta Corumbá/MS até Canoas/RS, passando pelos estados das regiões Sudeste e Sul, e alcançando Pecém/CE, passando pelos estados da região Nordeste; (b) o sistema isolado da região Norte (Gasoduto Urucu-Manaus, no estado do Amazonas); (c) o sistema isolado da região Centro-Oeste (GasOcidente de Mato Grosso Ltda. - GOM, no estado do Mato Grosso); e (d) os dois trechos de gasoduto implementados pela TSB no estado do Rio Grande do Sul, o trecho de gasoduto da fronteira com a Argentina até a UTE Uruguaiana e o trecho entre Canoas e o pólo petroquímico de Triunfo. Com o início do processo de abertura de mercado no Brasil, que passou a ocorrer de maneira mais representativa a partir de janeiro de 2022, novos agentes começaram a acessar a malha integrada de gás natural do Brasil. A Petrobras ainda figura como principal carregador na malha de transporte de gás brasileira.

Em 2021 e 2022, a Petrobras celebrou com a TAG e a NTS, respectivamente, Acordos de Redução de Flexibilidade (ARF) que viabilizaram o acesso de outros carregadores à capacidade disponível do sistema de transporte dessas transportadoras, havendo a possibilidade de contratação anual e de menor prazo.

A TBG vem realizando processos de oferta e contratação de capacidade anuais com objetivo de ofertar ao mercado capacidade de transporte disponível em seu sistema, bem como contratações de menor prazo (diário, mensal ou trimestral), permanentemente ofertadas. A Petrobras participa de forma competitiva nos referidos certames contratando o serviço de capacidade necessário para atendimento a seus compromissos e composição de seu portfólio. Além dos contratos resultantes dos processos de oferta e contratação de capacidade, com vigência de um ano, a Petrobras mantém contratos legados com a TBG com término da vigência nos anos de 2030 e 2041.

No tocante à comercialização, a Petrobras vende gás geralmente com base em contratos de fornecimento firmes de médio ou longo prazo.

Em 2024, a Companhia ofereceu aos clientes novos produtos com condições flexíveis, para que possam montar seu próprio portfólio:

- Inclusão do Henry Hub, indexador *gas-to-gas*, além do indexador Brent.
- Prazos contratuais diversificados, variando de 4 a 10 anos.
- Duas opções de localização para entrega de gás natural: (a) no *hub*, onde a Petrobras é responsável pela contratação da entrada no sistema de transporte e o cliente é responsável pela contratação da saída ou (b) no ponto de entrega (*city-gate*) em que a Petrobras é responsável pela contratação de entrada e saída de transporte.

Além das flexibilidades, a Petrobras está oferecendo aos consumidores dois diferentes mecanismos para o mercado experimentar preços mais competitivos e elevar a demanda de gás natural no país.

- (i) Mecanismo de Performance: oferecido às distribuidoras de gás natural, promove a redução da Parcela de Molécula do preço do gás para 11% do Brent para volumes retirados acima de 60% da quantidade contratada.
- (ii) Mecanismo de Incentivo à Demanda: promove a redução do preço do gás para 10% do Brent para quantidades retiradas acima de 90% do volume contratado.

Além dessa diversificação, as condições comerciais negociadas ao longo do ano de 2024 buscam dinamizar o ambiente competitivo e o processo de abertura de mercado ao possibilitar, entre outros, a redução dos volumes contratados pelas distribuidoras em caso de migração de volumes de clientes cativos para o ambiente livre

Dessa maneira, novos fornecedores estão acessando diretamente as distribuidoras de gás natural de cada estado brasileiro e, mais importante, os clientes industriais. Isso é resultado dos reforços legais e regulatórios do governo nos últimos anos e também de algumas medidas da Petrobras para permitir que esses novos fornecedores acessem os mercados (por exemplo, novos contratos para permitir o acesso às suas próprias unidades de processamento de gás natural e gasodutos).

Nesse contexto e como esperado, alguns clientes industriais exerceram a opção de contratar diretamente seus próprios fornecedores (incluindo, em alguns casos, a própria Petrobras) portanto, o volume contratado pela Petrobras com distribuidoras regionais foi reduzido em 5 MM m³/dia em 2025 devido à migração desses clientes industriais para o mercado livre de gás natural.

Além disso, outros 1,5 MM m³/dia foram reduzidos após algumas das distribuidoras exercerem opção contratual criada para atender à resolução nº 03/2022 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

O compromisso total dos contratos de gás natural da Petrobras, em 2025, é de 25 MM m³/dia com distribuidoras e outros clientes industriais, incluindo contratos assinados em anos anteriores.

Vale destacar também o acordo que, em 2024, extinguiu definitivamente o processo judicial envolvendo a empresa Gás de Alagoas S.A. - ALGÁS, o último acordo necessário para encerrar os processos iniciados em 2022, decorrentes do aumento de preço oriundo da crise no mercado internacional, ajudando a trazer estabilidade econômica e jurídica ao ambiente comercial do mercado cativo de gás brasileiro.

Abertura do Mercado de Gás

Em julho de 2019, foi assinado o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) entre a Petrobras e o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica), tendo como objetivo “preservar e proteger as condições concorrenciais no mercado brasileiro de gás natural, por meio da realização de um conjunto de ações da Petrobras, visando à abertura do mercado de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes econômicos no mercado de gás natural, bem como suspender e, caso cumpridas integralmente as obrigações nele previstas, arquivar em relação à Petrobras os Procedimentos Administrativos”.

Outro passo importante no sentido da abertura do mercado nacional de gás natural foi a aprovação pelo Congresso Nacional e sanção presidencial da Lei nº 14.134/2021, bem como sua regulamentação, por meio do Decreto 10.712/2021, introduzindo um novo marco legal cujo objetivo central é o estabelecimento de mecanismos que estimulem investimentos e a entrada de novos agentes no mercado, de forma a promover a competição.

Em função dos avanços do processo de abertura de mercado do Brasil, que já conta com a participação de mais de 18 empresas suprindo gás diretamente para distribuidoras e consumidores livres, em volume de vendas que já alcançou cerca de 31% do mercado não térmico, e diante do novo posicionamento estratégico da Petrobras, a Companhia e o CADE renegociaram os termos do TCC e, conforme Comunicado ao Mercado divulgado em 22/05/2024, aprovaram, nessa mesma data, aditivo ao termo. Para mais detalhes sobre o aditivo ver item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.

3.2. Energia

No segmento de energia elétrica, a Petrobras atua nos elos de geração, comercialização e consumo, com destaque para a geração, possuindo um parque gerador composto majoritariamente por termelétricas a gás natural, ocupando a sexta posição dentre os maiores agentes em capacidade instalada no país (Agência Nacional de Energia Elétrica - “ANEEL”). Nesses elos da cadeia, a Petrobras atua em um mercado altamente competitivo, tendo como concorrentes outros agentes do setor elétrico brasileiro.

3.2.1. Geração

Em dezembro de 2024, a Companhia possuía um parque gerador composto por 13 usinas de energia elétrica, com capacidade instalada de 4,9 mil MW, movidas a gás natural (sendo que duas dessas usinas - Canoas e Termoceará - podem gerar também com diesel, combustível alternativo), além de uma usina solar de 1 MW. Para o caso específico da UTE Canoas, por restrição logística de gás natural, sua geração quando solicitada ou por interesse da Companhia só pode ocorrer com diesel. Além disso, a Companhia possuía participação em outros projetos, que somavam cerca de 82 MW à sua capacidade de geração de energia elétrica.

Em 2024, o total de eletricidade gerada no Brasil, de acordo com o ONS - Operador Nacional do Sistema, foi de 79.116 MW médio. As usinas da Petrobras de energia termoeletrica contribuíram com 756 MW médio.

Os ativos de energia e seus respectivos locais estão listados na tabela abaixo:⁽¹⁾⁽⁴⁾

		Tipo	Região	Usina	Combustível (2)	Capacidade instalada	Participação acionária	Capacidade Petrobras	Parceiros e PIE
Administração da Petrobras (própria, arrendada ou controlada)	1	UTE	Sudeste e Centro Oeste	Ibirité	GN	235	100%	235	-
	2			Baixada Fluminense	GN	530	100%	530	-
	3			Seropédica	GN/D	360	100%	360	-
	4			Cubatão	GN	250	100%	250	-
	5			Nova Piratininga	GN	386	100%	386	-
	6			Termorio	GN	989	100%	989	-
	7			Juiz de Fora	GN/ET	87	100%	87	-
	8			Três Lagoas	GN	386	100%	386	-
	9			Termomacaé	GN	923	100%	923	-
	10		Sul	Canoas	D/GN	249	100%	249	-
	11		Nordeste	Termobahia	GN	186	98,85%	186	Fundação Petros de Seguridade Social: 1,15%; Petrobras: 98,85%
	12			Vale do Açu (3)	GN	110	100%	110	-
	13			Termoceará	GN/D	220	100%	220	-
	UTES Gestão Petrobras					4.910	100%	4.910	
14	FV	Nordeste	Solar Alto do Rodrigues		1	100%	1	-	
	Subtotal Gestão Petrobras					4.911		4.911	

1	Suape II	OC	381	20%	76	Savana SPE Incorporação Ltda.: 80%, Petrobras: 20%
2	Nordeste Termocabo	OC	50	12%	6	Brasympe Energia S.A.: 60% (Petrobras possui 20% de participação na Brasympe); EBRASIL S.A.: 24%; SZF Participações Ltda: 14%; OZ&M Incorporação Participação Ltda: 2%
Subtotal Participações			431		82	

Total	5342	4993

Notas:

- (1) A usina Termocamaçari, movida a gás natural e com capacidade instalada de 120MW, está arrendada à Proquigel Química S.A. até agosto de 2030.
(2) Índice: GN - Gás Natural; OC - Óleo Combustível; D - Diesel; ET - Etanol; PIE - Produtor Independente de Energia; UTE - Usina Termelétrica; FV - Fotovoltaica.
(3) Em julho de 2024, a ANEEL autorizou a redução da capacidade instalada da UTE Vale do Açu de 323 MW para 110 MW. Essa diminuição ocorreu devido à restrição no fornecimento de gás, causada pela interrupção de nossas operações no Terminal de Regaseificação de GNL de Pecém, limitando a usina a operar abaixo de sua capacidade nominal.
(4) A Usina de Piratininga teve seu contrato de arrendamento rescindido em 27 de abril de 2024.

As plantas termelétricas complementam a geração de energia das usinas hidrelétricas, principal fonte de energia no Brasil, que depende do nível anual de precipitação para gerar mais ou menos energia. Quando os níveis dos reservatórios de água que abastecem as usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) estão altos, ocorre uma menor demanda por geração de energia por usinas termoelétricas.

No ano de 2024, a Companhia gerou 756 megawatts médios (MWmed) de energia elétrica para o SIN, um resultado 24% maior que o mesmo período de 2023, como consequência do contexto de aumento de carga decorrente das elevadas temperaturas em diversas regiões do país, que levou ao acionamento das plantas termelétricas durante algumas horas do dia, para a complementação da geração solar e eólica.

3.2.2. Comercialização

A comercialização de energia no Brasil é realizada nos dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) e o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”). No ACR, as contratações de energia são realizadas por meio de leilões entre os fornecedores e as distribuidoras de energia. No ACL, os contratos são negociados livremente entre os fornecedores e os consumidores livres e especiais (grandes consumidores que possuem o direito de comprar energia diretamente dos fornecedores). Todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, têm de ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Em 2024, a Companhia contou com 140 clientes e fornecedores, sendo 31 distribuidores, 30 comercializadores, 10 geradores e 69 consumidores livres, comercializando no ACL 888 MWmed e no ACR 1.109 MWmed.

3.3. Energias de Baixo Carbono

A Petrobras deu passos importantes para uma transição energética justa e inclusiva, em linha com as diretrizes do seu Plano Estratégico, para aumentar a diversificação em negócios de baixo carbono, preferencialmente por meio

de parcerias que permitam a partilha de riscos e conhecimentos. Essas medidas incluem oportunidades de investimento conjunto em energia eólica onshore e offshore, energia fotovoltaica, biocombustíveis, bem como hidrogênio de baixo carbono e captura e armazenamento de carbono (CCS). O objetivo da Companhia é trabalhar em conjunto com grandes players para avaliar oportunidades em conjunto. Se as oportunidades se revelarem não só viáveis e atrativas para todas as partes, como também rentáveis, a Companhia poderá finalizar acordos e investimentos vinculativos em linha com os seus objetivos de promover a transição energética.

Está sob avaliação do Ibama solicitação da Petrobras, realizada em setembro de 2023, para início do processo de licenciamento ambiental de dez áreas no mar brasileiro destinadas ao desenvolvimento de projetos de energia eólica offshore. O licenciamento ambiental é um processo necessário para garantir que os projetos sejam desenvolvidos de forma sustentável, respeitando as questões ambientais e socioeconômicas, que além dos critérios de viabilidade técnico-econômica, determinarão as áreas com potencial para os futuros empreendimentos. Das dez áreas, sete estão no Nordeste (três no Rio Grande do Norte, três no Ceará e uma no Maranhão); duas no Sudeste (uma no Rio de Janeiro e uma no Espírito Santo) e uma no Sul do país (no Rio Grande do Sul). Juntas, essas áreas, que serão avaliadas, têm potencial para desenvolver projetos eólicos offshore com capacidade de até 23 GW.. Com essa capacidade, a Companhia poderá se tornar a empresa com maior potencial de geração de energia eólica *offshore* no Brasil em termos de capacidade registrada no Ibama. Uma vez concedidas as áreas, o desenvolvimento dos projetos será avaliado e submetido aos órgãos competentes, com todos os requisitos necessários para comprovação de viabilidade técnica e econômica.

Há mais de 10 anos, a Petrobras vem realizando mapeamento eólico em algumas localidades do mar brasileiro, fundamentais para avaliar a viabilidade técnica de futuras instalações de energia eólica *offshore*. Também está de olho em outras oportunidades e desenvolvendo tecnologia nessa área, como o desenvolvimento da Bóia Remota de Avaliação Eólica *Offshore* (conhecida como Bravo), um LIDAR flutuante de tecnologia nacional, que foi desenvolvido em parceria com o Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER) do Rio Grande do Norte e Santa Catarina.

Além de mensurar os recursos eólicos *offshore*, estão sendo reunidas as principais informações ambientais de estudos já realizados no ambiente marinho brasileiro. A utilização dessas sinergias visa identificar e definir as melhores áreas para aproveitamento dos recursos eólicos *offshore* no Brasil, proporcionando uma vantagem competitiva para a Companhia.

A Petrobras possui os seguintes acordos de cooperação no setor das energias renováveis, conforme especificado abaixo:

- Acordo Quadro de Cooperação Estratégica com a China Energy International Group Co., Ltd., com o objetivo de identificar potenciais oportunidades de negócios no Brasil relacionadas à geração de energia renovável e à produção sustentável de hidrogênio e amônia.
- Carta de Intenção com a Equinor, ampliando a cooperação entre as empresas, a fim de avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental de sete projetos de geração de energia eólica *offshore* na costa brasileira, com duração prevista até 2028, com potencial para gerar até 14,5 GW.
- Memorando de Entendimento Não Vinculante com TotalEnergies e Casa dos Ventos para avaliação de projetos de energia renovável no Brasil, com o objetivo de desenvolver estudos conjuntos sobre as oportunidades de negócios em energia eólica *onshore*, eólica *offshore*, solar e hidrogênio de baixo carbono no país, utilizando a expertise de cada empresa.
- Parceria estratégica com a WEG, empresa brasileira global de equipamentos eletrônicos, para o desenvolvimento conjunto de uma turbina eólica *onshore* de 7 megawatts (MW), a primeira deste porte a ser fabricada no Brasil.. Serão investidos aproximadamente US\$ 26 milhões no projeto, que já está em andamento pela WEG. O acordo abrange o desenvolvimento de tecnologias para a produção de componentes de turbinas eólicas, adequadas às condições eólicas brasileiras, bem como a construção e teste de um protótipo, com contrapartidas técnicas e comerciais para nós.

Os acordos firmados não são vinculativos e, para acompanhar o andamento dos estudos e discussões, serão formados comitês com representantes de cada empresa. Os acordos estão alinhados com os elementos estratégicos

do Plano Estratégico, que visam preparar a Companhia para um futuro mais sustentável, contribuindo para o sucesso da transição energética. Somente após a conclusão das análises técnicas necessárias é que os potenciais projetos decorrentes dos acordos assinados poderão ter estimativas oficiais de custo, prazo e retorno. Essas estimativas permitirão que o potencial projeto seja avaliado futuramente por órgãos internos de aprovação, de acordo com a governança e sempre dando preferência à opção de fusão ou aquisição ao desenvolvimento próprio dos projetos.

3.4. Biocombustíveis

O mercado de biocombustíveis, especialmente o de etanol e biodiesel, é pulverizado e de forte concorrência.

O Brasil é líder global na produção e uso de biocombustíveis. O requisito de teor de etanol anidro para a gasolina vendida no Brasil (gasolina C) é de 27%.

- Todo o diesel vendido para o consumidor final no Brasil possui uma mistura obrigatória de biodiesel. Em 2024, o teor mínimo de mistura obrigatória foi de 12% em janeiro e fevereiro (Resolução CNPE nº 3/2023), tendo sido ampliado para 14% a partir de março (Resolução CNPE nº 8/2023). As empresas distribuidoras são as responsáveis por adquirir o biodiesel e realizar essa mistura.

Dados publicados pela ANP indicam que as vendas de etanol hidratado, utilizado diretamente no tanque dos veículos, atingiu 21,65 bilhões de litros em 2024, 33,4% superior ao ano anterior.

Nesse segmento de Biocombustíveis, a Petrobras opera no setor de biodiesel por meio de sua subsidiária integral, Petrobras Biocombustível S.A. (“PBIO”), criada em 2008.

A PBIO produz o biodiesel em ativos próprios. A produção de biodiesel se dá por meio de uma reação química denominada transesterificação de triglicerídeos com metanol. A glicerina é o principal subproduto do processo.

A PBIO opera com ativos próprios duas usinas de biodiesel, uma situada em Candeias (BA) e outra, em Montes Claros (MG). As duas unidades juntas estão autorizadas a produzir até 501 mil m³ de biodiesel por ano. Uma terceira usina, a unidade de Quixadá (CE), teve a sua produção interrompida em 2016, face aos resultados econômicos insatisfatórios, e atualmente encontra-se hibernada.

Durante o ano de 2024, a PBIO produziu, por meio de suas unidades próprias, 169 mil m³, correspondente a aproximadamente 1,9% do biodiesel entregue pelos produtores no Brasil, conforme dados da ANP.

No que concerne ao desenvolvimento de novos produtos com baixa pegada de carbono, a Companhia criou o programa Biorefino, que prevê projetos para a produção de uma nova geração de combustíveis, mais modernos e sustentáveis que os atuais a partir de matérias primas renováveis. Como exemplos podem ser citados o diesel renovável e o combustível sustentável de aviação (também conhecido como “SAF”), produzidos por coprocessamento em unidades existentes ou por meio de implantação de unidades de processo dedicadas. Desde 2020, a Companhia participa ativamente das discussões para homologação, regulação e introdução do diesel renovável e do SAF no mercado brasileiro.

O diesel com conteúdo renovável (Diesel-R) é um biocombustível avançado, produzido a partir do coprocessamento de diesel mineral com matérias primas renováveis, usando a tecnologia proprietária HBIO™ da Companhia. A parte renovável do combustível resultante (“HVO” ou Óleo Vegetal Hidrotratado) apresenta a mesma estrutura do combustível diesel mineral e menor emissão de gases de efeito estufa. O diesel com conteúdo renovável, bem como o HVO puro, é isento de contaminantes e não causam danos aos motores, aumentando efetivamente a vida útil do veículo e reduzindo os custos de transporte. As vendas comerciais de produção da Companhia estão focadas em clientes com metas ASG.

O SAF será usado em todo o mundo para reduzir as emissões de gases de efeito estufa no setor de aviação. Isso foi determinado pela Organização da Aviação Civil Internacional e passará a ser obrigatório no Brasil a partir de 2027. O processo de produção do SAF, por meio da rota de hidrogenação (HEFA ou Hydrotreated Esters and Fatty Acids),

utiliza as mesmas matérias-primas necessárias para a produção do HVO, que também é produzido como coproduto desse processo. Ainda na linha da rota de hidrogenação, a Petrobras também vem estudando a produção de SAF por Coprocessamento em unidades existentes, que requer menor investimento e oferece menor tempo de implantação, já tendo realizado testes em três de suas refinarias. Além da rota de hidrogenação, a Petrobras estuda a implantação de unidade de produção de SAF a partir de Etanol, por meio da rota ATJ (Alcohol to Jet).

4. Outros negócios

4.1. Distribuição

Mesmo com a venda da Petrobras Distribuidora (atualmente Vibra Energia), a Petrobras continua detentora das principais marcas utilizadas por aquela empresa, incluindo aquelas que identificam postos de serviço, combustíveis, programa de fidelidade, segmentos de aviação e programa de certificação, entre outras.

Está em vigor um contrato de licença de uso de marcas, que concede à Vibra Energia uma licença onerosa e temporária sobre certas marcas comerciais registradas que a Petrobras possui, incluindo, mas não se limitando a “Petrobras”, “Petrobras Podium”, “Petrobras Premmia”, “De Olho no Combustível”, “BR Aviation” e “Petrobras Grid”.

Nos termos desse contrato, a licença tem caráter exclusivo nos segmentos de postos de serviço e aviação, para os quais a Vibra Energia deve usar exclusivamente as marcas licenciadas pela Petrobras. Entre outros pontos, o contrato também estabelece que, até o início do período de *debranding* pela licenciada, a Petrobras não deve operar postos de serviço em todo o território brasileiro. A definição de “postos de serviço”, nos termos desse contrato, é qualquer instalação onde são ofertados, ao público consumidor - *business-to-consumer* (B2C), produtos e serviços de óleo e gás e/ou relacionados a quaisquer outras fontes de energia (renováveis ou não), destinados a abastecer veículos automotivos ou náuticos, incluindo lojas de conveniência.

O contrato expira em junho de 2029. No início de 2024, a Petrobras notificou à Vibra que não tem interesse em prorrogar o prazo de vigência nos termos do atual contrato de licença de uso de marcas da companhia.

A empresa avalia novas estratégias de gestão da Marca e oportunidades de negócio.

A comercialização de gás natural, derivados de petróleo e biocombustíveis com as empresas distribuidoras é realizada por meio de contratos celebrados nos termos da regulamentação em vigor. Além disso, a Petrobras disponibiliza em seu *website* o “Canal Cliente”, o qual funciona 24 horas por dia e sete dias por semana, e é direcionado para as empresas clientes da Petrobras. Por meio do referido canal, tais empresas podem realizar pedidos de produtos, agendar retiradas e acompanhar todo o processo comercial até o pagamento pela internet.

No exterior, a Companhia participa do setor de varejo:

- **Colômbia:** por meio da subsidiária Petrobras Colombia Combustibles (PECOCO) possui operações que incluem 121 estações de serviço e uma planta de lubrificantes com capacidade de produção de 54.000 m³/ano.
- **Chile:** depois da venda das operações de distribuição da Petrobras no Chile para a Southern Cross Group, concluída em janeiro de 2017, a sua subsidiária Esmex - criada para operar os ativos Petrobras adquiridos nesse país, e comprada recentemente pela Aramco - atua como licenciada Petrobras no segmento de distribuição de combustíveis e, em julho de 2024, a Petrobras e a Esmex chegaram a um acordo para prorrogar o prazo do contrato até 31 de dezembro de 2025. Essa prorrogação tem por objetivo facilitar uma mudança abrangente das marcas e manifestações da Petrobras para as da Aramco.
- **Paraguai:** após a venda das operações de distribuição no Paraguai em 2019, a empresa Nextar (sucessora da Petrobras Paraguai Operações e Logística SRL) opera como licenciada no segmento de distribuição, por meio de um contrato de licenciamento para uso exclusivo da marca Petrobras, no segmento de postos de serviço, pelo período inicial de cinco anos. Em março de 2024, as duas empresas optaram por estender este contrato por 30 meses, passando a vigor até setembro de 2026.

5. Informações adicionais às operações da Companhia:

• *Paradas programadas para a manutenção dos ativos*

Todos os ativos da Companhia passam por manutenções preventivas ou corretivas, com o objetivo de reduzir a possibilidade de ocorrências com impactos adversos sobre a segurança das pessoas, das instalações, do meio ambiente e, consequentemente, sobre o processo de produção do ativo.

As paradas programadas para manutenção são realizadas em intervalos de tempo definidos conforme as características dos ativos e pressupõem um minucioso planejamento do escopo e das contratações necessárias para a execução dos serviços, que visam garantir a integridade dos ativos, assegurando alto nível de confiabilidade durante o prazo de campanha.

Em 2024, nos ativos de exploração e produção, a Petrobras realizou 22 paradas totais em plataformas. A Companhia conseguiu priorizar as atividades relacionadas à manutenção da segurança aos vencimentos legais e à garantia de uma boa performance operacional.

Em 2024, a Companhia realizou 75 paradas de manutenção em ativos termelétricos, 49 em ativos de gás natural e 47 em unidades de processo em refinarias. Na PBIO, foram realizadas duas paradas totais de manutenção nas usinas de biodiesel e 10 parciais. Além disso, em nos ativos de exploração e produção, realizou-se 45 paradas totais em plataformas e quatro paradas totais em instalações terrestres de produção.

Em 2025, a Petrobras planeja realizar 40 paradas totais para manutenção em plataformas 46 em termelétricas, 24 em ativos de gás natural, 44 em unidades de processo de refinarias e 12 na PBIO, sendo 10 parciais e duas totais.

Para conhecer os fatores de risco associados às operações da Companhia, ver o item 4.1 deste Formulário de Referência.

• *Dependência de tecnologia e mão de obra*

Para a Petrobras, investir em tecnologia é fundamental para agregar valor aos negócios e construir as vantagens competitivas para sua sustentabilidade no longo prazo. A definição das soluções tecnológicas que compõem o portfólio de projetos de PD&I da Petrobras é conduzida pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento ("Cenpes"), um dos maiores centros de PD&I do setor energético, que tem como objetivo desenvolver tecnologias que viabilizem a execução do Plano Estratégico da Companhia, além de ser responsável por antecipar tendências futuras e investir em rotas tecnológicas. Em 31 de dezembro de 2024, o Cenpes contava com 1.097 funcionários, dos quais 87% se dedicavam exclusivamente ao desenvolvimento de PD&I.

A definição das soluções tecnológicas a prosseguir passa pela identificação das necessidades das áreas de negócio e pela implementação da estratégia da Companhia, obedecendo aos princípios da eficiência operacional e da otimização de recursos. Para construir esse portfólio, as potenciais soluções tecnológicas a serem desenvolvidas em projetos de PD&I passam por um processo de avaliação e priorização.

A gestão ativa desse portfólio é realizada de maneira eficiente, sendo capaz de maximizar ganhos, baseada em um sólido processo de avaliação, otimizar os recursos da Companhia e acelerar as entregas dos projetos, visando sua rápida implantação, a medição dos resultados com indicadores de inovação que avaliam a taxa de sucesso dos investimentos em PD&I.

O Estatuto Social da Petrobras exige que pelo menos 0,5% do capital social integralizado seja reservado para despesas com pesquisa e desenvolvimento. Em complemento, a obrigação de investir em pesquisa, desenvolvimento e inovação também está prevista nos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e/ou gás natural firmados entre a ANP e as empresas petrolíferas, fundamentados na Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) e no marco regulatório do pré-sal (Lei Nº 12.351/2010). O montante desse investimento obrigatório é definido de acordo com o contrato de cada regime jurídico-regulatório existente. Porém, os investimentos no desenvolvimento e implantação de tecnologias inovadoras não estão limitados ao cumprimento dessa obrigação de

investimentos em PD&I. Nos contratos de concessão, cujo volume de produção implica o pagamento de uma participação especial, o percentual de investimento obrigatório em PD&I está associado à receita bruta dos campos (1%). Nos contratos de partilha de produção, o percentual também incide sobre a receita bruta total (1%). No contrato de Cessão Onerosa, o percentual é de 0,5% do valor da receita bruta de uma determinada produção anual.

Em um mundo cada vez mais tecnológico, os dados se tornaram extremamente valiosos, transformando a Segurança da Informação em um fator crucial para o sucesso de qualquer organização. Além disso, com o aumento dos ataques globais a sistemas industriais, particularmente em infraestruturas críticas, tornou-se imperativo prevenir danos aos negócios, operações, reputação e vidas humanas. Neste sentido, a Petrobras conta com tecnologias avançadas contra ameaça cibernéticas, um sistema de gestão e governança em Segurança da Informação robusto, incluindo processos, políticas, padrões e controles estabelecidos e equipes de resposta a incidentes especializadas, para mitigar os riscos de Segurança da Informação e Cibersegurança, tendo como base as melhores práticas de mercado, de modo a fornecer uma proteção abrangente para os negócios e operações da Companhia.

Em 2024, a Companhia não sofreu incidente causado por ataque cibernético de qualquer natureza, capaz de comprometer o seu ambiente corporativo ou industrial ou que acarretasse impacto operacional ou reputacional relevantes. As tentativas de ataques cibernéticos detectadas foram identificadas e gerenciadas pelo ecossistema de segurança, incluindo pessoas, processos e tecnologia. Mais informações podem ser consultadas no “Relatório Anual e Form 20-F 2024”, item “Framework de Segurança Cibernética e Gerenciamento de Riscos”, arquivado na CVM e disponível no site da Companhia (<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>).

- **Seguros**

Em relação aos riscos operacionais, a política da Petrobras é manter cobertura de seguros quando a obrigação de manutenção dessas coberturas decorre de instrumento legal ou contratual ou de seu Estatuto Social; ou o evento coberto pode causar danos significativos aos seus resultados financeiros, e a cobertura é economicamente viável.

A Petrobras mantém diversas coberturas de seguros tais como: riscos operacionais, riscos de engenharia, seguros de risco de petróleo para plataformas fixas e sistemas flutuantes de produção, seguro de cascos e máquinas para navios-tanque e embarcações auxiliares, seguro de responsabilidade civil geral, seguro de transporte e seguro de controle de poço para poços exploratórios.

As coberturas dessas apólices são contratadas de acordo com os objetivos definidos pela Petrobras e as limitações impostas pelos mercados de seguro e resseguro globais. Embora algumas apólices sejam emitidas no Brasil, elas são resseguradas no exterior com classificação A- ou superior pela Standard & Poor's, ou A3 e/ou superior pela Moody's ou B ++ ou superior pela A.M. Best.

As apólices da Petrobras estão sujeitas a franquias, limites, exclusões e limitações que não garantem cobertura total para todas as possíveis consequências e danos associados a acidentes, e não cobrem todas as modalidades de riscos e responsabilidades associadas às suas atividades.

Assim, não é possível assegurar que haverá cobertura de seguro para todos os danos decorrentes de possíveis acidentes, o que pode impactar negativamente os resultados da Companhia. Especificamente, a Petrobras não mantém cobertura de seguro para salvaguardar os ativos da empresa em caso de guerra ou sabotagem. Também não mantém cobertura para interrupção de negócios, exceto para uma minoria de suas operações internacionais e alguns ativos específicos no Brasil. Além disso, as apólices de responsabilidade civil contra terceiros não cobrem multas governamentais ou danos punitivos.

A apólice de responsabilidade civil geral provê cobertura com relação às atividades *onshore* e *offshore* da Petrobras no Brasil, garantindo indenizações no caso de danos a terceiros, incluindo situações decorrentes de eventos de poluição súbita. Essa apólice possui um limite máximo de indenização de US\$ 250 milhões, com franquia associada de US\$ 10 milhões. Além disso, a Companhia também mantém um seguro marítimo de proteção adicional e indenização (P&I) cobrindo terceiros relacionado às suas operações *offshore* domésticas, com um limite de

indenização entre US\$ 50 milhões até US\$ 500 milhões, a depender do tipo de embarcação, com franquia associada de US\$ 200 mil.

Para as atividades no Brasil, no caso de uma explosão ou evento semelhante em uma de suas plataformas *offshore* não-fixas, as coberturas do P&I e da apólice de Responsabilidade Civil podem fornecer cobertura para danos a terceiros combinada de até US\$ 750 milhões, sendo o P&I acionado primeiramente e, caso seja necessário, o seguro de RCG complementar valores remanescentes.

Além disso, apesar da Companhia não segurar a maioria de seus dutos contra perdas patrimoniais, possui seguro contra danos ou prejuízos a terceiros decorrentes de incidentes específicos, como infiltração inesperada e poluição por hidrocarbonetos.

A Companhia mantém os valores de franquia de Riscos Operacionais (RO) e Riscos de Petróleo (RP), de US\$ 200 milhões, e US\$ 2 milhões para prédios administrativos. Os limites máximos de indenização das apólices de RO e RP, é de US\$ 2 bilhões para refinarias e US\$ 2,35 bilhões para plataformas, a depender do valor de reposição do ativo. Os ativos menos valiosos, incluindo, mas não limitados a pequenos barcos auxiliares, não possuem seguro.

A Companhia também mantém seguro de risco de engenharia que cobre danos físicos acidentais nas suas obras, despesas decorrentes desses danos e danos materiais, corporais e morais a terceiros (responsabilidade civil) decorrentes das atividades de obra, para as obras com valor acima de US\$ 200 milhões.

A apólice de seguro de controle de poço contratadas dão cobertura às responsabilidades resultantes da erupção descontrolada de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração, incluindo reperfuração e restauração, e danos a terceiros. Além disso, também estão cobertas reclamações de danos ambientais causadas por explosão de poço e eventos similares, e os custos de limpeza relacionados. Os limites agregados da apólice variam de até US\$ 350 milhões e 1 bilhão, dependendo do país.

Além das operações no Brasil, a Petrobras opera em outros países e mantém diferentes níveis de seguro obrigatório cobrindo terceiros em suas operações internacionais, em consequência de uma variedade de fatores, incluindo as suas avaliações de risco do país, caso tenha operações *onshore* e *offshore*, ou exigências legais impostas pelo país em que opera.

No que tange riscos cibernéticos, em 2025, a Petrobras pretende realizar o buyback da cobertura para danos a propriedade causados por ataques cibernéticos nas apólices de Risco Operacional e Risco de Petróleo.

A Companhia recebeu ao longo do ano inspetores do mercado segurador que avaliam os riscos operacionais de suas instalações e emitem recomendações. Em geral, as classificações de risco de seus ativos são iguais ou superiores à média de mercado. Em 2024, foram realizadas inspeções em 19 unidades *onshore* e *offshore*. Considerando as inspeções e reuniões de acompanhamento com o time de inspetores do mercado segurador, foram concluídas 125 recomendações de um total de 163 avaliadas, recomendações essas que aprimoram a segurança dos processos e instalações da Companhia.

- **Modelo de Tributação para a Indústria de Petróleo e Gás (Repetro-Sped)**

Em 28 de dezembro de 2017, o Governo Federal brasileiro promulgou a Lei nº 13.586, que delineou um novo modelo de tributação para a indústria de petróleo e gás e, juntamente com o Decreto nº 9.128/2017, estabeleceu um novo regime especial para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos líquidos chamado Repetro-Sped, que expirará em dezembro de 2040.

Esse regime prevê a continuação da suspensão dos tributos federais sobre bens importados com permanência temporária no Brasil, conforme previamente estabelecido pelo antigo Repetro (regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural), e acrescenta essa suspensão aos bens mantidos permanentemente no Brasil. Esse benefício possibilitou a migração de todos os bens adquiridos no antigo Repetro para o Repetro-Sped.

Em 2018, a Petrobras começou a transferir a propriedade de ativos de petróleo e gás sob esse regime temporário de suas subsidiárias estrangeiras para a sua controladora e as joint ventures (consórcios) no Brasil. A transferência foi concluída em 2020.

Além disso, a legislação cria o Repetro-Industrialização, um regime tributário especial regulamentado em 2019 que suspende as aquisições da cadeia de suprimentos de petróleo e gás natural estabelecida no Brasil.

Após a criação do Repetro-Sped e do Repetro-Industrialização, alguns estados brasileiros, de acordo com uma decisão do Conselho Nacional de Política Fazendária (“CONFAZ”), concordaram em conceder incentivos fiscais relacionados ao ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) sobre transações sob esses regimes, na medida em que cada estado promulga sua regulamentação específica que prevê a redução do imposto sobre a indústria de petróleo e gás.

- ***Mercado global de petróleo e gás***

O preço médio do Brent registrou uma leve queda no primeiro trimestre de 2024 em comparação ao trimestre anterior. No entanto, a tendência observada ao longo do primeiro trimestre de 2024 foi de recuperação de preços, que começou o período em sua cotação mínima do trimestre, a US\$ 77/bbl, e terminou o trimestre acima de US\$ 85/bbl.

O movimento foi influenciado pelo aumento das tensões geopolíticas no Oriente Médio, onde ataques de rebeldes Houthi do Iêmen afetaram o tráfego de embarcações no Mar Vermelho, enquanto na Europa as refinarias russas foram alvo de incursões de drones ucranianos.

Além disso, a decisão da OPEP+ de prorrogar seus cortes voluntários de 2,2 milhões de barris por dia até o final do segundo trimestre de 2024, juntamente com sinais de uma demanda global mais resiliente, também contribuiu para sustentar os preços.

No entanto, a trajetória de recuperação foi limitada ao longo do primeiro trimestre de 2024 por preocupações sobre a dinâmica da economia global, particularmente em relação a uma desaceleração no crescimento econômico da China e à manutenção de altas taxas de juros nos EUA e na União Europeia.

O preço do Brent começou o segundo trimestre de 2024 em alta, após o ataque israelense à embaixada iraniana na Síria, que aumentou os temores de uma escalada das hostilidades no Oriente Médio. Após alcançar seu pico durante o período, o Brent recuou à medida que as questões geopolíticas esfriaram e as preocupações em relação às economias chinesa e americana e os potenciais impactos na demanda aumentaram.

No início de junho, a OPEP+ anunciou uma extensão de cortes de produção de aproximadamente 3,7 milhões de barris por dia até dezembro de 2025. No entanto, a decisão surpreendente de gradualmente reduzir um total de 2,2 milhões de barris por dia a partir de cortes voluntários intensificou a queda do Brent. Esse movimento foi interrompido após declarações da Arábia Saudita indicarem que a política de retorno de suprimentos poderia ser reconsiderada.

O final do segundo trimestre de 2024 foi marcado por um aumento nas tensões geopolíticas (Israel-Hamas, Rússia-Ucrânia, conflitos no Mar Vermelho), o início da temporada de furacões no Atlântico e sinais de aumento da demanda com o início do verão no Hemisfério Norte, o que contribuiu para a trajetória de recuperação dos preços.

O Brent caiu no terceiro trimestre de 2024, tanto em relação ao ano anterior quanto em comparação ao trimestre anterior. As preocupações sobre a dinâmica da economia global, particularmente em relação à China, influenciaram negativamente os preços.

Apesar do preço no início do terceiro trimestre de 2024 ter se situado em um nível elevado devido à passagem do furacão Beryl nos EUA e às tensões geopolíticas no Oriente Médio o movimento perdeu força diante de sinais de fraqueza na demanda de petróleo da China, resultando em trajetória de queda nos preços.

No início de agosto, o aumento das tensões geopolíticas no Oriente Médio e na Europa Oriental, juntamente com a interrupção parcial da produção na Líbia, contribuíram para uma recuperação nos preços.

A partir da segunda metade do terceiro trimestre de 2024, a demanda voltou a ganhar destaque, com a deterioração da situação econômica na China levando a AIE e à OPEP a reduzir suas projeções para o crescimento do consumo global de petróleo para 2024. A decisão da OPEP+ de adiar o retorno gradual de sua oferta para dezembro de 2024 e o maior otimismo em relação à economia dos EUA, após um anúncio de corte na taxa de juros, não foram suficientes para contrabalançar a queda.

No final do terceiro trimestre de 2024, o anúncio de medidas de estímulo econômico pelo governo chinês e a escalada das hostilidades entre Israel e o Hezbollah no Líbano contribuíram para uma leve recuperação nos preços.

O Brent também caiu no quarto trimestre de 2024, fechando o ano com uma média de US\$ 80,8/bbl, uma queda de 2% em comparação à média de US\$ 82,6/bbl de 2023. No último trimestre, as preocupações sobre a economia e a demanda continuaram a influenciar os preços, enquanto as tensões geopolíticas, embora ainda presentes, não foram suficientes para sustentá-los.

O último trimestre de 2024 começou com uma tendência de alta devido a temores de um possível ataque à infraestrutura de petróleo e gás iraniana por forças israelenses. No entanto, essa tendência foi interrompida pelo progresso nas negociações entre Israel e Hezbollah, juntamente com o retorno da produção da Líbia e preocupações em relação à dinâmica da economia chinesa.

Nos EUA, a eleição do Presidente Donald Trump levantou preocupações sobre os potenciais efeitos no mercado de um aumento nas sanções contra o Irã e a Venezuela, bem como o impacto de suas políticas tarifárias e disputas comerciais sobre a demanda por petróleo.

No final do quarto trimestre de 2024, as expectativas de anúncio de medidas de estímulo econômico pelo governo chinês e o aumento das tensões geopolíticas no Oriente Médio e na Europa Oriental contribuíram para uma leve recuperação nos preços.

Considerando sinais de um mercado enfraquecido, com analistas indicando a possibilidade de um excesso de oferta no primeiro trimestre de 2025, a OPEP+ adiou o retorno gradual de sua produção duas vezes durante o período. De acordo com o cronograma mais recente, esse retorno começará em março de 2025, mas em um ritmo mais lento do que o originalmente planejado.

BRENT - PREÇO DIÁRIO DO PETRÓLEO BRUTO (US\$/bbl)



Fonte: Bloomberg, 2024

O conflito entre Rússia e Ucrânia, que reduziu as exportações de gás russo, exerceu uma intensa pressão sobre o mercado de GNL, afetando os preços do gás não apenas na Europa, mas em todo o mundo. Após atingir níveis recordes nos preços do gás natural na Europa e no mercado *spot* de GNL na Ásia em 2022, os preços têm apresentado queda desde 2023, embora permaneçam em níveis historicamente altos. O alívio nos preços foi resultado de uma redução acentuada na demanda, impulsionada pela resposta do mercado aos altos preços e pelas

temperaturas mais amenas no inverno de 2022-2023 e 2023-2024. Apesar dos preços terem retornado a níveis mais alinhados com as tendências históricas, o equilíbrio global de GNL permaneceu sob forte pressão em 2024.

d. Eventual sazonalidade

Para o mercado interno, de um modo geral, a demanda dos derivados no segundo semestre é maior do que no primeiro, devido à atividade econômica mais intensa no período.

Para o diesel, há aumento do consumo em função da demanda por transporte inerente ao aumento da produção industrial, com pico em outubro, e pelo plantio de safra de grãos de verão, que ocorre entre setembro e dezembro, com auge em outubro também.

No caso da gasolina, verifica-se um consumo mais forte no mês de dezembro, relacionado principalmente à injeção do 13º salário na economia. Eventualmente, podem ocorrer elevações de consumo de gasolina no primeiro trimestre do ano, em função da entressafra de cana-de-açúcar na Região Centro-Sul, o que pode restringir a oferta de etanol no período e, consequentemente, aumentar a demanda da frota *flex-fuel* por gasolina.

No entanto, uma vez que a receita decorrente da venda dos produtos é também impactada por outras variáveis, incluindo, mas não se limitando, a variação do valor dos produtos no mercado internacional, a taxa cambial, e a competição com outros agentes, não é possível identificar de forma individualizada o impacto, de forma percentual, da sazonalidade sobre as contas de resultado da Companhia.

e. Principais insumos e matérias primas

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

As contratações da Petrobras são regidas pela Lei 13.303/16, também denominada Lei das Estatais, que representou um marco regulatório para a atuação de empresas públicas, sociedades de economia mista e suas subsidiárias, com o estabelecimento de procedimentos e responsabilidades. Essa lei determina que todas as contratações devem ser realizadas, em regra, por meio de licitação pública, ou seja, estarão abertas a quaisquer interessados que tenham condições de atender ao edital, conforme indicado em seu art. 28.

Conforme previsto no art. 85 da Lei 13.303/16, a Companhia está sujeita à fiscalização de órgãos de controle externo e interno das 3 (três) esferas de governo, quanto à legitimidade, à economicidade e à eficácia da aplicação de seus recursos, sob o ponto de vista contábil, financeiro, operacional e patrimonial.

Em atendimento ao art.40 da referida Lei, foi editado o Regulamento de Licitações e Contratos da Petrobras (RLCP), que entrou em vigor na data de sua publicação (15/01/2018), cuja última revisão foi publicada em 15/04/2025. O RLCP disciplina sobre as formas de contratar, as etapas a serem percorridas nas licitações, a gestão contratual e os procedimentos auxiliares, inclusive o cadastro de fornecedores.

Adicionalmente, a Petrobras orienta seus fornecedores sobre valores e comportamentos éticos esperados por meio do Guia de Conduta Ética para Fornecedores (<https://petrobras.com.br/sustentabilidade/governanca-corporativa>). Baseado nesse guia e nos padrões com as orientações para fiscalização de contratos de bens e serviços, a Companhia verifica a conformidade da execução das cláusulas contratuais quanto aos aspectos relacionados à segurança, ao meio ambiente e à saúde, bem como à responsabilidade social. Além disso, a Petrobras avalia o desempenho e qualidade de seus fornecedores e, quando necessário, aplica seu sistema de consequências, conforme disposto em seu Guia da Qualidade para Fornecedores (<https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/o-funcionamento-de-um-contrato/qualidade-de-bens>).

No relacionamento com fornecedores de bens e serviços, a Petrobras atua de forma isonômica, buscando construir uma base de fornecedores com qualidade e capacidade para atendimento a suas necessidades de forma competitiva. Dessa forma, as ações de relacionamento da empresa são direcionadas a toda base de fornecedores, sendo o Canal Fornecedor (<https://canalfornecedor.petrobras.com.br>) seu principal veículo.

Nesse canal a Petrobras disponibiliza informações institucionais aos seus fornecedores de bens e serviços, divulga suas regras de contratação, orientações sobre os processos de cadastro, habilitação e pré-qualificação de fornecedores, especificações técnicas, minutas de contratos, bem como esclarece o funcionamento de licitações e contratos. Adicionalmente, a Petrobras comunica sua estratégia e suas ações voltadas para compliance e sustentabilidade das suas contratações, que podem ser acessadas na seção “ASG, Inovação e Compliance” (<https://canalfornecedor.petrobras.com.br/compliance/sustentabilidade>).

O Canal Fornecedor também contempla ferramentas que propiciam acesso às bases de dados públicas da Companhia, que viabiliza o acesso prático e personalizado às informações de contratos e licitações, visando auxiliar as empresas a mapear potenciais oportunidades de participação em licitações públicas.

Para operacionalização das contratações, a Petrobras se utiliza de portal eletrônico, amplamente acessível, que permite, além da condução dos processos de contratação em si, realizar pré-qualificação e cadastramento de fornecedores, o que ocorre de forma eletrônica e impessoal. O cadastro corporativo de fornecedores de bens e serviços contempla requisitos técnicos, econômicos e legais, além de requisitos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) e integridade, servindo de base para pré-qualificação e habilitação de fornecedores em licitações e contratações.

Com o objetivo de mitigar os riscos de fraude e corrupção, no ano de 2024, 1.821 fornecedores foram avaliados no processo de *Due Diligence* de Integridade (DDI), a cargo da área de Conformidade. Nesse processo, foram informados detalhes sobre o perfil das empresas, estrutura de negócios, histórico, relacionamento com terceiros e mecanismos internos de conformidade. As empresas tiveram seu risco de integridade classificado como alto, médio

ou baixo. As empresas classificadas com Grau de Risco de Integridade (GRI) alto não podem participar de procedimentos de contratação com a Petrobras, salvo exceções previstas em normas internas da Companhia.

Reforçando o compromisso da Petrobras com a temática de direitos humanos, em outubro de 2023, foram inseridos os temas direitos humanos e proteção de dados pessoais no questionário de *due diligence* de integridade. As informações coletadas sobre os referidos temas também serão utilizadas para uma atuação preventiva junto à cadeia de fornecedores.

Além disso, no ano de 2024, a Companhia atendeu integralmente aos controles internos relacionados ao macroprocesso de suprimento de bens e serviços estabelecidos para atendimento à Lei Sarbanes-Oxley (SOx).

Mais informações sobre a gestão de fornecedores da Petrobras podem ser encontradas no Canal Fornecedor e nos seguintes relatórios da empresa: (i) Caderno de Mudança do Clima, no tópico “Engajamento com Fornecedores”; (ii) Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa, no tópico “Cadeia de Fornecedores e Parceiros”; e (iii) Relatório de Sustentabilidade, nos capítulos “Engajamento com stakeholders”, “Impactos econômicos”, “Governança Corporativa”, “Integridade nos Negócios” e “Resiliência climática, emissões de GEE e outros gases”.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

A Companhia efetua acompanhamento periódico junto ao mercado fornecedor de bens e serviços visando mapear e mitigar riscos de ruptura de suprimento em nichos de mercado de alta complexidade, uso intensivo de capital e que se caracterizam por um número limitado de fornecedores, seja por necessidade de desenvolvimento tecnológico, restrições de capacidade financeira ou produtiva.

iii. eventual volatilidade em seus preços

Grande parte dos custos da indústria de óleo e gás é relacionada às cotações internacionais do petróleo e outras *commodities*. Portanto, a volatilidade desses insumos pode impactar os preços de bens e serviços consumidos pela Petrobras. Nesse cenário, a Petrobras efetua contínuo monitoramento dos preços de mercado de modo a possibilitar a adoção de medidas de mitigação aos riscos inerentes ao seu mercado de atuação.

1.5. Identificar se há clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total do emissor, informando:

a. montante total de receitas provenientes do cliente

Em 2024 e no período de janeiro a março de 2025, receitas provenientes de dois clientes representaram, individualmente e respectivamente, 15% e 10% da receita líquida total da Petrobras.

b. segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

O segmento Refino, Transporte e Comercialização é afetado pela receita proveniente dos clientes.

1.6. Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando especificamente:

a. necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Atividades de exploração e produção

O Governo Federal iniciou em 1995 uma ampla reforma do marco regulatório para as atividades do setor de petróleo e gás. No mesmo ano, a Constituição Federal brasileira foi modificada, pela Emenda Constitucional 09, para autorizar a contratação, pelo Governo Federal, de empresas estatais ou privadas para a realização das atividades previstas nos incisos I a IV do artigo 177 da Constituição Federal, dentre as quais aquelas referentes aos segmentos de exploração e produção e de abastecimento da indústria brasileira de petróleo e gás. Em 1997, com o advento da Lei 9.478 (“Lei do Petróleo”), foi revogada a Lei nº 2004, de 1953 e a Petrobras deixou de ser a única executora do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção. A Lei do Petróleo instituiu a criação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e estabeleceu, diante da modificação constitucional, que a Petrobras desenvolveria as suas atividades em caráter de livre competição. Segundo a Lei do Petróleo, por ocasião da sua promulgação, a Petrobras teria ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontravam em efetiva produção e teria o direito a prosseguir nas atividades de exploração ou desenvolvimento da produção em áreas onde a Petrobras comprovasse a capacidade de investimento, inclusive por meio de financiamentos. Em ambas as situações o prosseguimento das atividades de exploração e produção se deu efetivamente mediante a celebração, com a ANP, de contratos de concessão, dispensada a licitação. Tais contratos se tornaram conhecidos como “Contratos de Concessão da Rodada Zero”.

A condução das atividades de exploração, desenvolvimento e produção no Brasil passou a ser realizada por meio de contratos de concessão, precedidos de licitações realizadas pela ANP. Algumas das atuais concessões da Petrobras foram outorgadas pela ANP diretamente à Petrobras, em 1998, na chamada “Rodada Zero”, em conformidade com a Lei nº 9.478/1997. Desde aquela época, à exceção dos Contratos de Concessão da Rodada Zero, todos os demais contratos de concessão firmados entre a Petrobras e a ANP foram oriundos da participação vencedora da Petrobras nas rodadas de licitação promovidas pela ANP.

Além disso, nos termos do artigo 29 da Lei nº 9.478/1997, é permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP e, mediante sua prévia e expressa aprovação. Trata-se da cessão de direitos e obrigações, prevista também nos contratos de concessão.

Novo Marco Regulatório

A nova fronteira exploratória descoberta na camada de pré-sal, de elevado potencial e baixo risco, levou o Governo Brasileiro a promulgar em 2010 as “Leis do Novo Marco Regulatório” (Lei nº 12.276, Lei nº 12.304 e Lei nº 12.351), para a exploração e a produção de petróleo e gás natural em áreas do pré-sal.

As Leis do Novo Marco Regulatório não alteram os termos dos contratos de concessão já firmados para aproximadamente 28% da área mapeada do pré-sal.

Dentre as Leis do Novo Marco Regulatório, destaca-se a Lei nº 12.351/2010 que criou o regime de partilha de produção para as áreas do pré-sal e áreas que venham a ser consideradas estratégicas pelo Governo Federal. Nos termos da Lei nº 13.365/2016, a Petrobras deixou de ser a operadora única dos blocos do pré-sal, garantindo-lhe, porém, o direito de preferência de operar nessas áreas, com a participação mínima de 30% nos direitos e obrigações. Nesses casos de exercício do direito de preferência, a Petrobras fica responsável pela condução das atividades de exploração e produção no regime de Partilha de Produção e, como consequência da sua qualidade de operador, responsável por providenciar os recursos críticos para o cumprimento desses objetivos.

Também no regime de Partilha de Produção, a Lei nº 12.351/2010 pontua que, por decisão da União, os contratos poderão ser celebrados pela União, por intermédio do MME, diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação ou, mediante licitação na modalidade leilão. Na segunda hipótese, o julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o

percentual mínimo definido pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. O excedente em óleo, ou também chamado de "óleo lucro", é o resultado da diferença entre o volume total da produção de um determinado campo e as parcelas relativas aos *royalties* devidos, somada a parcela relativa ao "custo em óleo", que são os custos relacionados às atividades de exploração e produção do petróleo e, quando exigível, a parcela relativa à participação do proprietário da terra.

A Lei nº 12.351/2010 criou também o fundo social, a ser constituído com recursos obtidos (i) de parcela do valor do bônus de assinatura relativos aos contratos de partilha de produção; (ii) de parcela dos *royalties* que cabe à União; (iii) da receita advinda da comercialização de petróleo e gás natural da União; (iv) dos *royalties* e da participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração da União; (v) dos resultados de aplicações financeiras e (vi) de outros recursos destinados ao referido fundo, nos termos da legislação aplicável. A Lei nº 12.734, de 30 de novembro de 2012, alterou a Lei 12.351/2010 para determinar novas regras de distribuição dos *royalties* e da participação especial, e revogou a possibilidade de as participações governamentais indicadas no item (iv) integrarem o fundo social.

A Lei nº 12.351/2010, em seu artigo 33, também detalhou o procedimento de individualização da produção de petróleo e gás natural, que deverá ser instaurado quando identificada jazida que se estende além de um Bloco concedido ou contratado.

A Lei nº 12.276/2010 autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos até o limite de 5 bilhões de barris de óleo equivalente. Essa lei autorizou ainda a capitalização da Petrobras.

A Lei nº 12.304/2010, que autorizou o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S. A - Pré-Sal Petróleo S.A. ("PPSA"), à qual compete, dentre outros, praticar atos necessários à gestão dos contratos de partilha de produção.

Regido pela Lei nº 12.276/2010, em 2010, o Contrato de Cessão Onerosa foi firmado entre Petrobras e a União, por intermédio do MME, do Ministério da Fazenda e da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, sendo o valor total inicial do contrato de R\$ 74.807.616.407,00, sujeito a revisão. A ANP figura como reguladora e fiscalizadora do contrato. A Petrobras efetuou o pagamento integral em 2016 por meio de títulos da dívida pública mobiliária federal, na modalidade de Letra Financeira do Tesouro Nacional com vencimentos em 2014, 2015 e 2016, na forma do parágrafo 4.2 (a) e 4.3 do Contrato de Cessão Onerosa.

O Contrato da Cessão Onerosa previa que a revisão de suas cláusulas de valor, volume máximo a ser produzido, prazo de vigência e percentuais mínimos de conteúdo local ocorreria após a declaração de comercialidade de cada campo, o que ocorreu a partir de dezembro de 2013. Em maio de 2019, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a assinatura do Termo Aditivo do Contrato de Cessão Onerosa, que tem por objeto a revisão do contrato, nos termos da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 5/2019. A celebração do Termo Aditivo ocorreu previamente à realização do leilão dos excedentes da Cessão Onerosa, após a solução orçamentaria para o pagamento da União à Petrobras e após o atendimento das demais condicionantes definidas pelo Conselho de Administração da Companhia.

Em novembro de 2019, na Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa da ANP, foram ofertadas as áreas de desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos. A Petrobras arrematou os blocos de Búzios e Itapu, com valor total de R\$ 69,96 bilhões de bônus de assinatura e, em 30 de março de 2020, foram assinados os dois contratos de partilha de produção correspondentes.

Em abril de 2021, a Petrobras e a PPSA, representando a União, celebraram acordo a respeito dos novos parâmetros e valor da compensação a ser paga à Petrobras pelos investimentos realizados nos Campos de Sépia e Atapu (Acordo), em decorrência da nova licitação, em regime de Partilha de Produção, dos volumes excedentes da Cessão Onerosa desses Campos. Em abril de 2021, por meio de despacho publicado no Diário Oficial da União, o Acordo foi aprovado pelo Ministro de Minas e Energia.

Em dezembro de 2021, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção dos volumes excedentes aos da Cessão Onerosa nos campos marítimos de Atapu e de Sépia na 2ª Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa no Regime de Partilha de Produção, realizada pela ANP.

A Petrobras exerceu o direito de preferência na aquisição dos volumes excedentes do campo de Sépia, aderindo à proposta do consórcio vencedor. O consórcio terá a Petrobras como operadora, com participação de 30%, em parceria com a TotalEnergies EP (28%), Petronas (21%), e QP Brasil (21%).

A Petrobras adquiriu os direitos aos volumes excedentes do campo de Atapu em parceria com a Shell Brasil e Total Energies EP. O consórcio terá a Petrobras como operadora, com participação de 52,50%, em parceria com a Shell Brasil (25%) e TotalEnergies (22,50%).

Em decorrência da celebração dos Contratos de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes de Sépia e Atapu e dos Acordos de Coparticipação de Sépia e Atapu, foram celebrados: (i) Aditivo ao Acordo de Individualização da Produção da Jazida Compartilhada de Sépia, que se estende ente as áreas do Contrato de Concessão do BM-S-24, do Contrato de Cessão Onerosa do Bloco Nordeste de Tupi e do Contrato de Partilha de Produção de Sépia; e (ii) Aditivo ao Acordo de Individualização da Produção da Jazida Compartilhada de Atapu, que se estende entre as áreas do Contrato de Concessão do BM-S-11A, do Contrato de Cessão Onerosa do Bloco Entorno de Iara, do Contrato de Partilha de Produção de Atapu e da Área não Contratada de Norte de Atapu.

Dentre as últimas alterações legislativas acerca das atividades de exploração e produção, é relevante destacar a Lei 15.075, de 26 de dezembro de 2024, que alterou a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para autorizar a transferência de excedentes de conteúdo local entre contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural vigentes e possibilitar a redução de royalties dos contratos de concessão oriundos da Rodada Zero de Licitações promovida pela ANP para até 5% (cinco por cento) sobre o total da produção como incentivo a investimentos em conteúdo local; bem como alterou a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para permitir a prorrogação dos Contratos de Partilha de Produção condicionada à demonstração de vantagem para a União.

O procedimento para possibilitar a redução de royalties dos contratos de concessão oriundos da denominada Rodada Zero de Licitações mediante investimento em conteúdo local foi estabelecido por meio do Decreto nº 12.362, de 17 de janeiro de 2025.

Contratação de bens e serviços relacionados à exploração e produção

Relacionamento com a Agência Nacional de Transporte Aquaviários - ANTAQ, Agência Nacional de Aviação Civil - ANAC e Agência Nacional de Transportes Terrestre - ANTT

Com a finalidade de desempenhar as atividades de exploração, desenvolvimento e produção das suas áreas de concessão, a Petrobras contrata no mercado fornecedor da cadeia de óleo e gás, bens e serviços que servem de insumos para a execução de sua atividade.

Dentro desse contexto, é importante ressaltar que algumas dessas atividades contratadas no mercado necessitam de autorizações governamentais, demandando, dos prestadores de bens e serviços, ou ainda da própria Petrobras, a depender do caso concreto, relacionamento com a agência reguladora aplicável. É o caso do afretamento de embarcações, atividade que é regulada pela ANTAQ.

Por meio da Resolução Normativa nº 01/2015, a ANTAQ estabelece os procedimentos e critérios para o afretamento de embarcações, por Empresa Brasileira de Navegação (“EBN”), para atuar nas navegações de apoio portuário, apoio marítimo, cabotagem e longo curso.

Para que possa afretar as embarcações, nos diferentes tipos de navegação, a Petrobras ostenta a condição de EBN e, para tanto, deve cumprir as exigências constantes na Resolução da Normativa da ANTAQ nº 05/2016.

A Petrobras se submete à Resolução Normativa da ANTAQ nº 62/2021, que dispõe sobre os direitos e deveres dos usuários, dos agentes intermediários e das empresas que operam nas navegações de apoio marítimo, apoio portuário, cabotagem e longo curso, e estabelece infrações administrativas.

Na exploração de áreas e instalações portuárias, a Petrobras deve obediência às determinações não apenas da ANTAQ, mas também do Ministério de Portos e Aeroportos, sendo este atualmente o poder concedente tanto nas concessões e arrendamentos nos portos organizados, como nas autorizações para a exploração de instalações portuárias fora da área do porto organizado previsto na Lei dos Portos, Lei nº 12.815/2013.

O Decreto nº 8.033/2013, alterado pelo Decreto nº 8.464/2015, pelo Decreto nº 9.048/2017 e pelo Decreto nº 10.672/2021, regulamenta o disposto na Lei nº 12.815/2013, e as demais disposições legais que regulam a exploração de portos organizados e de instalações portuárias.

No âmbito portuário, dentre outros atos normativos também relevantes, a Petrobras deve respeitar a: a) Resolução da ANTAQ nº 71/2022, que disciplina a autorização para a construção e exploração de terminal de uso privado, e dá outras providências; b) Resolução da ANTAQ nº 75/2022 que dispõe sobre a fiscalização da prestação dos serviços portuários e estabelece infrações administrativas; c) Portaria MINFRA nº 1064/2020, que estabelece procedimentos para a outorga de autorização de instalações portuárias e gestão de contratos de adesão; d) Resolução Normativa da ANTAQ nº 7/2016, que regula a exploração de áreas e instalações portuárias sob gestão da administração do porto, no âmbito dos portos organizados, a qual está atualmente sendo revista pela ANTAQ através da AP nº 02/2024; e) Portaria nº 530/2021 - MINFRA, alterada pela Portaria nº 1.166/2021 – MINFRA, a qual estabelece normas para alteração em contratos de arrendamento. Outros pontos do setor portuário estão pendentes de regulamentação pela ANTAQ, que vem adaptando suas resoluções ao atual regime jurídico dos portos.

Nas atividades portuárias e marítimas, a Petrobras também necessita se relacionar com a Marinha do Brasil, que, inclusive, realiza fiscalizações nas instalações portuárias e embarcações utilizadas pela Petrobras. É necessário observar as Normas da Autoridade Marítima (“NORMAM”), editadas pela Diretoria de Portos e Costas (“DPC”) e pela Diretoria de Hidrografia e Navegação (“DHN”). Merecem destaque, por exemplo, a NORMAM 201/DPC e a NORMAM 203/DPC, que determinam, por exemplo, que a Petrobras deve solicitar autorizações específicas para exercer atividades de prospecção e extração de petróleo e minerais quando utilizar unidades marítimas e embarcações nacionais e estrangeiras. Para renovar as referidas autorizações, a Petrobras submete-se, periodicamente, à fiscalização da Marinha, conforme as regras contidas na NORMAM-301/DPC.

Por meio de sua Capitania dos Portos, a autoridade marítima também exerce o controle repressivo, lavrando autos de infração, inclusive nos casos de vazamento de óleo, quando a descarga não for decorrente de descumprimento de exigência prevista no licenciamento ambiental, conforme disposto na Lei 9.966/2000, e no Decreto 4.136/2002.

Já nos casos de acidentes ou fatos da navegação, a competência da Capitania dos Portos cinge-se à instauração do inquérito administrativo, que pode ensejar a instauração de processo perante o Tribunal Marítimo.

Quanto às atividades reguladas pela Agência Nacional de Transportes Terrestres (“ANTT”), registra-se que a Petrobras não resta inserida na figura de transportadora terrestre de cargas, uma vez que a Companhia, na execução de seu objeto social, não realiza transporte terrestre ou ferroviário de cargas para terceiros, mas, tão somente, toma serviços de transportadores autorizados, cujas atividades estão diretamente submetidas à regulação da ANTT.

A ANTT regulamenta o transporte de cargas perigosas em modal rodoviário, no que tange à parte regulatória, sendo que há legislação ambiental disciplinando o transporte de produtos perigosos.

A Petrobras realiza os afretamentos de aeronaves de asa fixa (aviões) e rotativas (helicópteros) com empresas de táxi aéreo que se encontram submetidas às regras contidas na Lei nº 7.565/1986, mas não necessita solicitar, junto à Agência Nacional de Aviação Civil (“ANAC”), autorizações para realizar esses afretamentos.

Todas as autorizações para operação das aeronaves são obtidas diretamente pelas empresas de táxi aéreo que disponibilizam as aeronaves à Petrobras, visto que tais empresas mantêm contato direto e sofrem fiscalização da ANAC em razão da qualidade e da natureza da atividade que desempenham, não possuindo a Petrobras, em nenhum aspecto, qualquer condição ou qualidade que a qualifique, até a presente data, como em condição para operar diretamente uma aeronave em espaço aéreo brasileiro.

No intuito de viabilizar as operações logísticas aéreas, a Petrobras utiliza-se de aeródromos. O Código Brasileiro de Aeronáutica - CBA (Lei nº. 7.565/1986) define que o aeródromo é toda área destinada a pouso, decolagem e movimentação de aeronaves. Essa normativa também estabelece que os aeródromos podem ser classificados como militares e civis. Os aeródromos civis - destinados ao uso de aeronaves civis - são classificados em públicos e privados.

A Petrobras possui operações tanto em aeródromos civis públicos quanto privados. Em aeródromo públicos, a atuação se dá por meio de contrato com operadores aeroportuários, ou operadores aéreos. Os operadores aeroportuários mantêm contato direto e sofrem fiscalização da ANAC (e demais órgãos reguladores deste segmento), em razão da qualidade e da natureza da atividade que desempenham. Atualmente os aeródromos privados em que a Petrobras opera são de propriedade da Companhia e, assim sendo, a Petrobras responde legalmente junto aos agentes reguladores. Nesse sentido, a Companhia está sujeita à fiscalização e regulação da ANAC e demais órgãos reguladores deste segmento.

Aproveitamento de substâncias minerais

A Petrobras Mineração S.A (“Petromisa”) foi extinta por decreto governamental e coube à Petrobras, em decorrência do controle acionário da Petromisa, a sucessão dos ativos e direitos remanescentes dessa sociedade, na forma estabelecida pelo Decreto nº 244/1991, em consonância com a Lei 8.029/1990, que dispõe sobre a extinção e dissolução de entidades da administração pública federal.

Entre outros direitos e ativos remanescentes, foi outorgada à Petrobras a concessão para pesquisa e lavra da silvinita, carnalita, salgema e taquiditra em relação a algumas áreas situadas no estado de Sergipe, bem como algumas concessões de silvinita situadas no estado do Amazonas que pertenciam à Petromisa.

Nesse contexto, a Petrobras, como titular da concessão de lavra outorgada pelo Decreto nº 78.716/1976 firmou em 1991 contrato de arrendamento com a Companhia Vale do Rio Doce para pesquisa e lavra mineral, com interveniência do Ministério da Infraestrutura, pelo prazo de 25 (vinte e cinco) anos.

Em 2012, com a finalidade de melhor regular a relação já existente entre as partes, foi firmado novo contrato de arrendamento, com o mesmo objeto contratual, cujo prazo de duração é de 30 (trinta) anos, o qual se encontra averbado no Departamento Nacional de Produção Mineral (“DNPM”).

Nesse cenário, a Petrobras, em relação a sua atividade minerária, deverá observar o Decreto-Lei 227/1967 (“Código de Mineração”), diplomas legais complementares e portarias da Agência Nacional de Mineração (“ANM”) (antigo DNPM) e se sujeita à regulação e fiscalização da referida autarquia.

Destaque-se que consoante dispõe o Código de Mineração regulado por Portarias do antigo DNPM, os atos de cessão ou transferência de direitos minerários deverão ser submetidos à anuência prévia e averbação da Agência, sem o que não terão validade.

Atividades de gás

No que concerne à indústria do gás natural, a sua regulação se dava, até o ano de 2021, por meio da Lei nº 11.909/2009, que dispunha acerca das atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Em 2010, foi publicado o Decreto nº 7.382 que regulamentou os Capítulos I a VI e VIII da Lei do Gás, tendo sido publicadas resoluções e portarias do MME e da ANP, com o objetivo de regulamentar inúmeros aspectos atinentes à Lei do Gás e ao citado Decreto, dentre as quais, destacam-se: Resolução ANP nº 51/2011 - regulamentou os registros de autoprodutor e autoimportador de gás natural; Resolução ANP nº 51/2013 - regulamentou a autorização para a prática de atividade de carregamento de gás natural; Resolução ANP nº 52/2011 - regulamentou a autorização da prática da atividade de comercialização de gás dentro da esfera de competência da União, bem como os registros de agente vendedor e dos contratos de comercialização de gás; e Resolução ANP nº 794/2019 -

dispôs sobre a publicidade de informações relativas à comercialização de gás natural e medidas de aumento da concorrência na indústria do gás natural, alterando a Resolução ANP 52/2011.

Novo Marco Regulatório do Gás Natural

A partir do ano de 2016, foram realizadas algumas iniciativas relacionadas à indústria do gás natural, como o Programa Gás para Crescer, bem como a publicação da Resolução CNPE nº 10/2016 e do Decreto nº 9.616/2018.

Em 2019, foi aprovada pelo CNPE a Resolução nº 4 que instituiu o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, com o objetivo de i) propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural; ii) propor diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural; e iii) propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias.

Ainda em 2019, foi publicada Nota Conjunta do Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural, que sintetizou as medidas propostas pelo Comitê, que vieram a ser incluídas na Resolução CNPE nº 16/2019, a qual trouxe as diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural e estabeleceu como de interesse da Política Energética Nacional que o agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural observe as medidas estruturais e comportamentais ali contidas.

Em julho de 2019, a Petrobras firmou Termo de Compromisso de Cessação (“TCC”) com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), consolidando os entendimentos entre as partes com o objetivo de preservar e proteger as condições concorrenciais no mercado brasileiro de gás natural, tendo como uma das ações a venda de participações acionárias em empresas que atuam nesse setor.

Ainda em julho de 2019, foi lançado oficialmente o Programa chamado Novo Mercado de Gás, quando o Presidente da República assinou o Decreto nº 9.934, que instituiu o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural e propor ao Conselho Nacional de Política Energética eventuais medidas complementares.

As propostas oriundas do Gás para Crescer e do Programa Novo Mercado de Gás foram posteriormente consideradas em substitutivos ao Projeto de Lei nº 6.407/2013, visando a alterar a Lei do Gás.

Em abril de 2021, foi publicada a Lei nº 14.134, de 08/04/2021 (“Nova Lei do Gás”), que revogou a Lei nº 11.909/2009, representando o novo marco regulatório relativo ao mercado brasileiro de gás natural, trazendo relevantes alterações em comparação com a lei anterior.

Dentre outros temas, a nova lei prevê (i) a garantia de acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, cabendo à ANP decidir sobre a matéria, em caso de controvérsia; (ii) a implementação do regime de contratação de capacidade por entrada e saída para o transporte de gás natural; (iii) a alteração da atribuição para autorizar as atividades de importação e exportação de gás natural, do MME para a ANP; (iv) a mudança do regime de outorga para as atividades de transporte e estocagem de gás natural, que passa a ser apenas a autorização; (v) a desverticalização nos segmentos de transporte e distribuição de gás natural; e (vi) a padronização dos contratos de comercialização de gás natural.

Em junho de 2021, foi publicado o Decreto nº 10.712, regulamentando a Nova Lei do Gás e revogando expressamente os Decretos nº 7.382/2010 e nº 9.616/2018.

Em setembro de 2021, foi publicada a Resolução ANP nº 852/2021, regulamentando o exercício da produção de derivados de petróleo e gás natural, seu armazenamento, sua comercialização e a prestação de serviço. Um dos principais pontos desta norma foi a exclusão de restrições à contratação, por terceiros interessados, da atividade de processamento de gás natural. Neste sentido, a citada norma prevê que as sociedades produtoras de petróleo e gás natural, bem como os comercializadores de gás natural, também estão aptos a contratar a prestação do serviço de processamento de gás, desde que cadastrados na ANP como contratantes do referido serviço.

Em 2022 o CNPE publicou a Resolução No. 3, que revogou as Resoluções CNPE No. 10/2016, 4/2019 e 16/2019, estabelecendo as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás, observando as seguintes premissas: (i) adoção de boas práticas internacionais; (ii) atração de investimentos; (iii) diversidade de agentes; (iv) maior dinamismo e acesso à informação; (v) participação dos agentes do setor; (vi) promoção da competição na oferta de gás natural; e (vii) respeito aos contratos.

Apesar da importância da publicação da Nova Lei do Gás, ainda é esperada uma intensa atuação da ANP com o objetivo de implementar as medidas necessárias para concretizar grande parte das alterações trazidas pela citada norma.

Cumprir registrar, ainda, que alguns estados estão publicando normas prevendo requisitos e obrigações a serem cumpridas pelos agentes que pretendam atuar como comercializadores de gás natural, adicionalmente ao regramento já editado no âmbito federal.

Em novembro de 2023, a Petrobras requereu formalmente junto ao CADE a renegociação do TCC, diante do alinhamento estratégico apresentado no Plano Estratégico para o quinquênio 2024-2028 (PE 2024-2028+). Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 22/05/2024, a Companhia e o CADE renegociaram os termos do TCC e aprovaram, nessa mesma data, aditivo ao termo. Para mais detalhes do aditivo ver item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.

Em 2024, a ANP avançou na edição de normas relacionadas ao processo de abertura do mercado de gás natural, tendo sido publicados novos marcos regulatórios para gás natural liquefeito - GNL (RESOLUÇÃO ANP Nº 971, DE 1º DE JULHO DE 2024) e gás natural comprimido a granel - GNC (RESOLUÇÃO ANP Nº 973, DE 26 DE JULHO DE 2024), além da conclusão da análise de impacto regulatório para o acesso a infraestruturas essenciais de gás natural.

Em 27/08/2024 foi publicado o Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, alterando o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, dispondo sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Visando ao aumento da oferta do gás no mercado, o Decreto autoriza a ANP (Agência Nacional do Petróleo) a limitar a reinjeção de gás natural nas atividades de produção. Além disso, dispõe que a aplicação do disposto na Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, e em normas dela decorrentes buscará harmonizar as regulações federal, distrital e estaduais relativas à indústria de gás natural. A Lei trata ainda sobre biogás e biometano e altera o processo de outorga de autorização para atividades de escoamento, transporte e estocagem de gás natural, prevendo um processo seletivo público com foco na vantajosidade.

Atividades no setor elétrico

No que se refere à regulação das atividades da Petrobras no setor elétrico, são exigidas, conforme determinação dos artigos 4º, 6º e 7º da Lei nº 9.074/1995 e artigo 4º Decreto nº 2003/1996, autorizações para as atividades de geração e comercialização de energia elétrica, outorgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nos termos do Decreto nº 2.335/1997, que regulamentou a Lei nº 9.427/1996 (lei que instituiu a ANEEL) ou pelo MME, nos termos dos artigos 60 e 61 do Decreto nº 5.163/2004.

Quanto à autorização para a exploração da atividade de geração de energia elétrica, há dois tipos: uma outorgada ao Produtor Independente de Energia Elétrica, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (artigo 11 da Lei nº 9.074/1995 e artigo 2º, inciso I, do Decreto nº 2003/1996), que se enquadra no caso das usinas termelétricas exploradas pela Petrobras, e outra outorgada ao Autoprodutor de Energia Elétrica, para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo (artigo 2º, inciso II, do Decreto nº 2003/1996), como é o caso das usinas termelétricas localizadas nas refinarias da Petrobras. Note-se que o artigo 26, inciso IV da Lei nº 9.427/96 e o artigo 28, inciso II do Decreto nº 2003/96 estabelecem a excepcional, eventual e temporária possibilidade do autoprodutor de energia elétrica realizar a venda do excedente de energia elétrica por ele produzida, sendo que a autorização para a comercialização encontra-se prevista atualmente na Resolução Normativa ANEEL nº 921, de 23 de fevereiro de 2021 (RN 921/2021) que optou por conceder, desde já, a possibilidade de comercialização de excedente de energia a todos os Agentes que obtiverem autorização ou outorga de autoprodutor de energia elétrica.

Quanto à exploração da UTE Piratininga pela Baixada Santista Energia (BSE), sociedade subsidiária integral da Petrobras, registre-se que o contrato de arrendamento da UTE Piratininga celebrado entre a BSE (arrendatária) e a EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (arrendante) encerrou-se em 27/04/2024. Com o fim do contrato de arrendamento, a posse da UTE Piratininga foi devolvida à EMAE, encerrando-se assim sua operação. **Petrobras, BSE e EMAE aguardam manifestação formal do poder concedente quanto à extinção da outorga de concessão da UTE Piratininga.**

A exploração da atividade de comercialização de energia elétrica, por sua vez, está regulada na Lei nº 10.848/2004 e pode se dar no Ambiente de Contratação Regulado ("ACR"), no qual a energia elétrica é adquirida por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica mediante Leilões de Energia regulados pelo MME e pela ANEEL, ou no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), por meio de contratos bilaterais celebrados entre os agentes concessionários e autorizados de geração, comercialização e importação de energia elétrica e os consumidores que atendam às condições previstas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995 e Portaria nº 514/2018 do MME, sujeitos ao regime de livre competição (artigo 1º, parágrafo primeiro da Lei 10.848/2004). No que tange aos preços praticados na comercialização de energia elétrica, salienta-se que no ACR o preço da energia elétrica comercializada é regulado e está sujeito às condições especificadas nos editais dos Leilões de Energia Elétrica, enquanto no ACL prima a liberdade dos agentes na definição do preço.

Atividades de produção de fertilizantes

Quanto às vendas da área de fertilizantes da Petrobras, para as atividades de produção de todos os produtos são necessários:

- alvará de funcionamento na unidade, documento emitido pela Secretaria da Fazenda do Estado válido para todos os produtos;
- autorização do órgão de meio ambiente, relacionado a todas as atividades e produtos da unidade;
- especificamente para a produção e comercialização de fertilizantes, notadamente a ureia, exigem-se o registro de estabelecimento produtor de fertilizante e registro de cada produto, junto ao Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento ("MAPA").

Para a amônia anidra e o ácido nítrico, exige-se documento emitido pela Polícia Federal que atesta a autorização para exercer atividades com produtos químicos que direta ou indiretamente possam ser destinados à elaboração ilícita de substâncias entorpecentes, psicotrópicas ou que determinem dependência física ou psíquica.

Para o ácido nítrico, exige-se documento emitido pelo Ministério da Defesa, Exército Brasileiro, relacionado à aquisição, armazenamento, comércio, exportação, fabricação e utilização industrial e laboratorial.

Já para o estabelecimento produtor de alimentação animal é exigido registro junto ao MAPA, sendo que, para o produto “Reforce N” (suplemento alimentar para ruminantes a base de ureia), em todos os seus tipos de embalagens é exigido Registro de Produto para Alimentação Animal, junto ao MAPA.

A Petrobras produzia, desde outubro de 2011, o ARLA 32 (Aditivo Redutor Líquido Automotivo), visando cumprir as exigências da Resolução CONAMA nº 403/2008. O ARLA 32 é uma solução de ureia de alta pureza, diluída a 32% em água desmineralizada, utilizada em motores do ciclo diesel destinados a veículos pesados para abatimento de emissões de NOx.

A Petrobras possui os certificados de conformidade, conforme portaria do INMETRO nº 139/2011, fornecidos pela empresa IQA (“Instituto de Qualidade Automotiva”) na FAFEN-BA e INNAC (Instituto Nacional de Avaliação da Conformidade) na Araucária Nitrogenados S/A.

No que tange às tarifas e aos preços atinentes à comercialização de fertilizantes, não há regras aplicáveis ao reajuste tarifário ou à formação do preço do bem explorado ou produzido.

Registre que, em 2017, a Petrobras decidiu pela saída do negócio de fertilizantes em função da persistência de significativos prejuízos e consequente perda de valor decorrente da operação desses ativos. Para mais informações ver a seção “Fertilizantes” no item 1.4 deste Formulário de Referência.

Atividades de refino, transporte marítimo e transporte dutoviário de petróleo e seus derivados e biocombustíveis. Operação de terminais terrestres e marítimos, importação e exportação de petróleo e seus derivados

As atividades de refino de petróleo, transporte marítimo e dutoviário de petróleo e seus derivados e de importação e exportação de petróleo e seus derivados são monopólio da União Federal, nos termos do artigo 177, incisos II, III e IV, da Constituição da República de 1988, exercidas pela Petrobras mediante autorização outorgada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, com fundamento nos artigos 8º, V, XV e XVI; 53; 56 e 60 da Lei nº 9.478/1997.

No que se refere ao refino de petróleo, a ANP exige prévia notificação à Agência antes de ser iniciada a construção de uma nova instalação produtora de derivados de petróleo e autorização específica prévia e para a operação de instalação produtora de derivados de petróleo, sendo a matéria regulada pela Resolução da ANP nº 852/2021.

A Resolução ANP Nº 852/2021 foi publicada em setembro de 2021, com vigência a partir de 1º de outubro de 2021, de forma a unificar o marco regulatório da produção de derivados de petróleo e gás natural, consolidando as atividades de refino de petróleo (Resolução ANP nº 16/2010), processamento de gás natural (Resolução ANP nº 17/2010), formulação de gasolina e óleo diesel (Resolução ANP nº 5/2012) e produção de combustíveis em centrais petroquímicas (Portarias ANP nº 84/2001 e nº 317/2001). Ao todo, a norma revogada 11 atos normativos (as cinco normas supracitadas e outras seis acessórias).

A comercialização dos derivados produzidos pelas refinarias de petróleo está condicionada à observância das especificações estabelecidas pela ANP para cada produto (gasolina, diesel, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo, dentre outros), reguladas por diversos atos normativos. A Petrobras, na condição de produtora/refinadora, detém autorizações para realizar a exportação e importação de petróleo e derivados.

Mensalmente, a Petrobras encaminha à ANP informações sobre as atividades de importação, exportação, produção, processamento, movimentação, transporte e transferência, armazenamento, distribuição de petróleo, derivados de petróleo, derivados de gás natural, em cumprimento à Resolução da ANP nº 729/2018, regulamentada pela

Resolução ANP nº 888/2022. Os incidentes ocorridos nas instalações autorizadas ou concedidas são comunicados imediatamente à ANP, na forma da Resolução da ANP nº 882, de 27 de julho de 2022.

A partir de 2013, a Resolução da ANP nº 45/2013, substituída pela Resolução ANP nº 949/2023, obrigou os produtores de derivados de petróleo (refinarias e outros agentes) e distribuidores de combustíveis a assegurarem estoques mínimos de gasolina e óleo diesel. Em 2015, por meio das Resoluções da ANP nº 5 e nº 06, substituídas pelas Resoluções ANP nº 951 e nº 952/2023, a ANP estabeleceu também a obrigação de os produtores assegurarem, respectivamente, estoques de gás liquefeito de petróleo (GLP) e combustíveis de aviação. Atualmente, a Resolução ANP nº 868/2022 exige que sejam encaminhados à ANP dados diários relativos aos estoques de combustíveis por diversos agentes regulados, dentre eles o refinador de petróleo.

Em 2014, a ANP editou a Resolução da ANP nº 05/2014, aprovando o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) para as refinarias. As refinarias da Petrobras estão adequadas ao novo regime de segurança operacional, que passou a vigorar a partir de janeiro de 2016.

A construção e operação de instalações para movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, biocombustíveis e demais produtos regulados dependem de prévia e expressa autorização da ANP, nos termos da Resolução da ANP nº 52/2015.

Salienta-se que a Resolução ANP nº 35/2012 regula o acesso de terceiros aos dutos de transporte com extensão superior a 15km, permitindo o uso por terceiros de dutos destinados à movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, mediante remuneração adequada ao titular destas instalações. Para os dutos de transporte com extensão inferior a 15km o acesso de terceiros é regulado pela Resolução ANP nº 716/2018.

A atividade de exportação e importação de petróleo e derivados foi regulada pela Resolução da ANP nº 777/2019, substituída pela Resolução da ANP nº 959/2023, que atualmente regulamenta a autorização para o exercício da atividade de comércio exterior de biocombustíveis, petróleo e seus derivados e gás natural e seus derivados.

Os agentes econômicos titulares de autorização de operação de dutos e gasodutos devem dispor de um sistema de gestão que atenda à Resolução nº 06/2011, e ao Regulamento Técnico ANP nº 02/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT.

Em 2016, foi lançado pelo governo o Programa RenovaBio com o objetivo de estimular a produção de biocombustíveis no país, sendo eles o etanol, o biodiesel, o biogás e o bioquerosene de aviação.

Nessa esteira, foi publicada a Lei nº 13.576/2017, que dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), tendo o Crédito de Descarbonização por Biocombustíveis (CBIO) como mecanismo central para o cumprimento dos objetivos definidos pela iniciativa RenovaBio. Em linhas gerais, o CBIO é o documento emitido pelos produtores de biocombustíveis, a partir de suas produções e ciclo de vida, e adquirido pelos distribuidores de combustíveis, em mercados organizados, para comprovação do cumprimento de suas metas individuais, desdobradas a partir das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa.

Foi estabelecido na Lei do RenovaBio que a definição das metas compulsórias anuais será objeto de regulamento.

As metas nacionais de redução de emissões para a matriz de combustíveis são definidas anualmente pelo CNPE, cabendo à ANP dispor sobre a individualização das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis.

Em 2017, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou a Resolução CNPE nº 15/2017, que estabelece diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis, com o objetivo de embasar a proposição de medidas que contribuam para a garantia do abastecimento nacional. A Resolução CNPE nº 15/2017 foi alterada pela Resolução CNPE nº 9/2024, revisando as diretrizes estratégicas e incluindo, dentre outras, diretrizes relacionadas à transição energética no mercado de combustíveis.

Em 8 de outubro de 2024, foi publicada a Lei nº 14.993 ("Lei Combustível do Futuro"), que estabelece i) o Programa Nacional de Combustível de Aviação Sustentável (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde ("PNDV") e o Programa Nacional de Descarbonização para Produtores e Importadores de Gás Natural e Incentivos para Biogás; ii)

altera os limites máximos e mínimos para a mistura de etanol anidro na gasolina C vendida ao consumidor final e a mistura de biodiesel no diesel vendido ao consumidor final; iii) prevê a regulamentação e supervisão das atividades de captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono e a produção e comercialização de combustíveis sintéticos; iv) integra iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), do Programa de Mobilidade Verde e Inovação (“Programa Mover”), do Programa Brasileiro de Rotulagem Veicular (“PBEV”) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (“Proconve”).

A área de Refino de Petróleo e Gás Natural da Petrobras também desenvolve atividades sujeitas ao controle preventivo e repressivo do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE.

No que concerne ao relacionamento da Petrobras com entidades e órgãos da Administração Pública da União, Estados e Municípios, a área de Refino de Petróleo e Gás Natural e de Desenvolvimento de Negócios de Logística contam com gerências específicas, criadas essencialmente para se relacionar com tais entidades.

A ANP vem intensificando a fiscalização sobre a atividade de refino. Em algumas hipóteses, existe divergência entre a ANP e a Petrobras no que toca à interpretação das normas regulatórias. Nos casos de autuações, a Petrobras discute, no âmbito administrativo, determinadas imputações de irregularidades.

O descumprimento das normas da ANP pode ensejar a aplicação das seguintes sanções administrativas I - multa; II - apreensão de bens e produtos; III - perdimento de produtos apreendidos; IV - cancelamento do registro do produto junto à ANP; V - suspensão de fornecimento de produtos; VI - suspensão temporária, total ou parcial, de funcionamento de estabelecimento ou instalação; VII - cancelamento de registro de estabelecimento ou instalação; e VIII - revogação de autorização para o exercício de atividade, previstas na Lei n.º 9.847/1999.

Em 2019, foi aprovada pelo CNPE Resolução nº 9 que estabelece como de interesse da Política Energética Nacional que na hipótese de decisão de desinvestimentos, levada a efeito por empresas que ocupem posição dominante no setor de refino, sejam observadas as diretrizes ali contidas para a promoção da livre concorrência, sem prejuízo da legislação aplicável.

Em junho de 2019, a Petrobras firmou TCC com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), que consolida os entendimentos entre as partes sobre a execução de desinvestimento em ativos de refino no Brasil.

Em 17 de maio de 2023, foi publicada a Resolução CNPE nº de 5/2023, que revogou a Resolução CNPE nº 9/2019.

Em novembro de 2023, a Petrobras requereu formalmente junto ao CADE a renegociação do TCC diante do alinhamento estratégico apresentado no Plano Estratégico para o quinquênio 2024-2028 (PE 2024-2028+). Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 22/05/2024, a Companhia e o CADE renegociaram os termos do TCC e aprovaram, nessa mesma data, aditivo ao termo. Para mais detalhes do aditivo ver item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.

Em julho de 2019, foi publicada, a Resolução ANP nº 795, determinando que produtores e importadores de derivados de petróleo deverão publicar os preços de lista vigentes, bem como os praticados nos 12 meses anteriores, com descrição das modalidades de venda, no site da empresa, para: i) gasolina A comum e gasolina A *premium*; ii) óleo diesel A S10, óleo diesel A S500, óleo diesel marítimo e óleo diesel não rodoviário; iii) querosene de aviação (QAV) e gasolina de aviação (GAV); iv) gás liquefeito de petróleo (GLP) para envasilhamento em recipientes de até 13kg e GLP para outros meios de comercialização; v) óleo combustível A1, óleo combustível A2 e óleo combustível B1; e vi) cimentos asfálticos de petróleo 30/45, 50/70, 85/100 e 150/200, asfalto diluído de petróleo de cura rápida 250 e asfalto diluído de petróleo de cura média 30.

Em março de 2020, foi publicada pela ANP a Resolução Nº 811, que regulamenta a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis por meio aquaviário e as operações de transbordo entre embarcações (*ship to ship*).

Em 7 de janeiro de 2022, foi publicada a Lei nº 14.301, que instituiu o Programa de Estímulo ao Transporte por Cabotagem (BR do Mar) e que tem por objetivo ampliar a oferta e melhorar a qualidade do transporte por cabotagem.

Em 12 de julho de 2022 foi publicada no DOU a Resolução ANP nº 881/2022, decorrente da revisão da Portaria ANP 251/2000, que estabelece critérios para o uso dos terminais aquaviários existentes ou a serem construídos, para movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis. Salienta-se que a referida Resolução regular o Acesso de Terceiros a Terminais Aquaviários, aplicando-se aos terminais aquaviários situados dentro ou fora da área de porto organizado.

Regulamentação Ambiental

Todas as atividades desenvolvidas pela Petrobras e indicadas no item 1.6.a deste Formulário de Referência estão sujeitas ao controle ambiental do órgão competente, cujas particularidades variam de acordo com o caso concreto.

Abaixo, seguem as considerações gerais que balizam a incidência da regulamentação ambiental:

As atividades da Petrobras no Brasil estão sujeitas a uma ampla variedade de leis, regulamentos e exigências de licenciamento e autorizações ambientais, nos níveis federal, estadual e municipal, com relação à proteção da saúde humana e do meio ambiente.

Essas normas estabelecem restrições e condições referentes, por exemplo, à implantação e operação das atividades que causem ou possam causar impactos ao meio ambiente (licenciamento ambiental), à preservação de áreas protegidas, à utilização de recursos hídricos, às emissões atmosféricas, ao gerenciamento de resíduos, gerenciamento de áreas contaminadas e ao tratamento de efluentes.

Cada ente federativo atua em sua esfera de competência, conforme disposto na Constituição Federal e na Lei Complementar nº 140/2011.

No nível federal, as atividades marítimas e aquelas que envolvem mais de um Estado-membro no Brasil, por exemplo, estão sujeitas à autoridade administrativa do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA"), o qual emite licenças ambientais (licença de pesquisa sísmica, licença de perfuração de poços, licença prévia, de instalação e de operação, relativas à implantação ou ampliação de empreendimentos marítimos de produção e escoamento de petróleo e gás natural) e outros atos autorizativos, a exemplo das autorizações de supressão de vegetação.

Além da obtenção das licenças ambientais, a Petrobras é obrigada a cumprir as condições ali estabelecidas e apresentar relatórios periódicos junto às autoridades, como, por exemplo, os relatórios de monitoramento de segurança e poluição (IOPP) ao IBAMA, a fim de manter a validade de suas licenças.

A Petrobras está sujeita, também, dentre outras, à autoridade reguladora do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), bem como de órgãos ambientais e reguladores em nível estadual ou municipal responsáveis pela execução de programas, projetos e pelo controle e fiscalização de atividades capazes de provocar a degradação ambiental. Assim, os empreendimentos e as atividades da Petrobras estão submetidos, em sua maioria, ao licenciamento ambiental nas esferas federal ou estadual, a depender do critério de localização e desenvolvimento ou espécie/tipologia do empreendimento/atividade, na forma prescrita na Lei Complementar nº 140/11 e Decreto Federal nº 8.437/15. Embora sejam poucas, existem atividades da Petrobras que estão submetidas ao licenciamento na esfera municipal. De regra, trata-se de atividades cujos impactos se restringem aos limites do município onde estas se desenvolvem.

Importante mencionar que a Lei Complementar nº 140/2011 trouxe bases mais seguras nas questões de competência em sede de licenciamento ambiental e de fiscalização ambiental.

O licenciamento ambiental é aplicável para a localização, a construção, a implantação, a modificação, a ampliação e a operação de atividades e/ou empreendimentos potencialmente poluidores, e envolve a emissão de licenças de acordo com a natureza, características e fase do empreendimento ou atividade (Licença Prévia, Licença de Instalação e Licença de Operação, por exemplo), as quais estão sujeitas à renovação periódica. Cada uma destas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra a implantação do empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das condicionantes técnicas estabelecidas pelo órgão ambiental licenciador na respectiva licença.

O processo de licenciamento ambiental costuma ser custoso, complexo (cujo prazo de análise e aprovação pode variar de acordo com o caso concreto), envolve a apresentação de diversos estudos técnicos, a realização de audiências públicas com as comunidades impactadas e, a depender do caso concreto, a participação de outros entes governamentais (órgãos gestores de Unidade de Conservação, IPHAN, FUNAI, Fundação Palmares, Ministério da Saúde, por exemplo).

As licenças e autorizações ambientais impõem restrições e exigências técnicas para o exercício das atividades da Petrobras, as quais condicionam a validade das licenças.

A ausência de licenças ou autorizações dos órgãos ambientais competentes ou o exercício da atividade em desacordo com estas podem sujeitar o empreendedor a sanções penais e administrativas. Ainda, os atrasos ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação dessas licenças, assim como a eventual impossibilidade da Companhia protocolar tempestivamente os respectivos pedidos de renovação de licença ou de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação dos empreendimentos, a operação e a manutenção das atividades da Companhia.

O descumprimento de quaisquer normas ambientais aplicáveis pode ensejar a responsabilização da Petrobras em três esferas distintas: (i) civil; (ii) administrativa e (iii) penal.

Responsabilidade Civil

A responsabilização civil objetiva por danos causados ao meio ambiente e a terceiros está prevista nos artigos 3º, 10 e 14 da Lei Federal nº 6.938/1981, bem como no parágrafo 3º do art. 225 da Constituição Federal de 1988.

Na esfera civil, aquele que causar danos ao meio ambiente é responsável por reparar e/ou indenizar o dano causado, independentemente de culpa.

Aplica-se a responsabilidade de forma objetiva e por entendimento doutrinário e jurisprudencial majoritários, solidária em relação a todas as partes direta ou indiretamente envolvidas na geração do dano.

Nesse cenário, tendo mais de uma empresa contribuído para um dano ao meio ambiente, ou tendo o dano sido cometido por um prestador de serviço (por exemplo, responsável pela destinação de resíduos), poderá, qualquer uma delas (ou ambas), ser demandada à remediação e/ou ao pagamento de indenização, cabendo, posteriormente, direito de regresso contra o real causador do dano.

Não existe, na legislação brasileira, previsão de teto ou limitação no valor a ser fixado a título de indenização pelo dano ambiental, o qual será proporcional ao dano causado.

Igualmente, cabe citar que é possível a desconsideração da pessoa jurídica sempre que sua personalidade for obstáculo ao ressarcimento de prejuízos causados ao meio ambiente, podendo haver nesta hipótese a responsabilização dos sócios e administradores da empresa.

Por fim, cabe mencionar que, conforme jurisprudência e doutrina majoritárias, a responsabilidade civil é imprescritível, isto significa que a obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente não se perde com o transcurso do tempo. O causador do dano, portanto, poderá ser responsabilizado pelos danos ambientais causados a qualquer tempo.

Responsabilidade Administrativa

No que se refere à responsabilidade administrativa, toda ação ou omissão que importe na violação de norma de preservação ao meio ambiente decorrente de culpa ou dolo, independentemente da efetiva ocorrência de dano ambiental, é considerada infração administrativa ambiental.

As agências governamentais de proteção ambiental têm a função de autorizar e fiscalizar as atividades potencialmente causadoras de danos ao meio ambiente podendo impor sanções administrativas por não cumprimento de leis e regulamentos ambientais, bem como de exigências formuladas no âmbito dos processos de licenciamento ambiental.

Na seara administrativa, por entendimento doutrinário e jurisprudencial majoritários, aplica-se a teoria subjetiva da responsabilidade, segundo a qual somente será possível a responsabilização quando restar comprovada a culpa (dolo, negligência, imprudência ou imperícia) do infrator.

As penalidades administrativas aplicáveis, via de regra, podem variar de acordo com o impacto ambiental causado, os antecedentes do infrator, a reiteração da conduta e a situação econômica deste. De modo não exaustivo, as sanções cominadas podem implicar em:

- suspensão de registro, licença ou autorização;
- cancelamento de registro, licença ou autorização;
- perda ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- proibição de contratar com a administração Pública;
- perda ou suspensão da participação em linhas de crédito fornecidas por entidades oficiais de crédito;
- advertência;
- multa simples e diária, sendo que a multa simples pode chegar a R\$ 50 milhões;
- embargo de obra ou atividade e suas respectivas áreas;
- demolição de obra;
- suspensão parcial ou total das atividades; e
- apreensão de instrumentos, petrechos, equipamentos ou veículos de qualquer natureza utilizados na infração.

Responsabilidade Penal

A responsabilidade criminal por danos causados ao meio ambiente no Brasil tem como preceito fundamental a Lei 9.605/98, chamada Lei de Crimes Ambientais, que veio regulamentar o artigo 225, §3º, da Constituição Federal de 1988.

Na esfera penal, quando uma conduta for tipificada como crime ambiental, poderá ensejar a aplicação de sanções às pessoas físicas, na medida de sua culpabilidade, que concorreram para sua prática ou que, sabendo da conduta criminosa de outrem, deixaram de impedir a sua prática quando podiam agir para evitá-la, bem como às pessoas jurídicas nos casos em que a infração for cometida por decisão de seu representante legal ou contratual, ou de seu órgão colegiado, no interesse ou benefício da entidade.

A responsabilidade penal da pessoa jurídica não exclui a das pessoas físicas, autoras, coautoras ou partícipes, o que estende a responsabilidade de tais atos aos membros das pessoas jurídicas que tenham participado de tais decisões ou tenham se omitido, quando poderiam evitar os prejuízos delas advindos. O diretor, o administrador, o membro de conselho e de órgão técnico, o auditor, o gerente, o preposto ou mandatário de pessoa jurídica que concorram para a prática de crimes ambientais atribuídos à Companhia, estão também sujeitos, na medida de sua culpabilidade, a penas restritivas de direitos e privativas de liberdade.

Na seara penal, aplica-se a teoria subjetiva da responsabilidade, segundo a qual somente será possível a responsabilização quando restar comprovada a culpa (dolo, negligência, imprudência ou imperícia) do infrator.

Por fim, cumpre esclarecer que as pessoas jurídicas, caso venham a ser condenadas por crime ambiental, estão sujeitas (i) a multas; (ii) penas restritivas de direitos (tais como: a. suspensão parcial ou total de atividades; b. interdição temporária de estabelecimento, obra ou atividade; c. proibição de contratar com o Poder Público, bem como dele obter subsídios, subvenções ou doações); e (iii) à prestação de serviços à comunidade (tais como: a. custeio de programas e de projetos ambientais; b. execução de obras de recuperação de áreas degradadas; c. manutenção de espaços públicos; d. contribuições a entidades ambientais ou culturais públicas).

b. principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pelo emissor

A Petrobras tem a segurança, meio ambiente e saúde como valores e seus principais esforços nesses campos foram direcionados à segurança das pessoas e instalações, à redução de emissões e de geração de resíduos sólidos de processo, uso racional e reúso de água e gestão de efluentes, gestão de riscos e impactos à biodiversidade, remediação de áreas contaminadas, recuperação de áreas degradadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização dos dutos, ao aperfeiçoamento da capacidade de responder a emergências e segurança nas operações.

As ações da Petrobras para tratar as questões de meio ambiente e assegurar o cumprimento de regulamentos ambientais incluem:

- Um sistema de gestão de SMS que visa minimizar os impactos das operações e produtos na saúde, segurança e meio ambiente, reduzir o uso de recursos naturais e a poluição e prevenir acidentes.
- Uma Frota Nacional de Petroleiros totalmente certificada pelo Código Internacional de Gestão da Organização Marítima Internacional (IMO) para Operações Seguras de Navios e para a Prevenção da Poluição (Código ISM), desde dezembro de 1997.
- Envolvimento regular e ativo com o Ministério de Minas e Energia, IBAMA e outros órgãos e instituições, com o objetivo de discutir questões ambientais relacionadas à produção de petróleo e gás e outros aspectos de transporte e logística de suas operações.
- Avaliação de segurança, meio ambiente e saúde - SMS, emissões de gases de efeito estufa e mudanças do clima em projetos de investimento, desinvestimento, descomissionamento, parcerias e aquisições para identificar e mitigar riscos, identificar, incorporar e potencializar oportunidades, garantir o cumprimento de requisitos de SMS, os compromissos corporativos em meio ambiente, incluindo as metas de emissões de gases de efeito estufa, a resiliência frente às mudanças do clima e a adoção das melhores práticas ao longo do seu ciclo de vida. Além disso, são realizados estudos ambientais e sociais específicos para projetos de investimento, considerando alternativas locais e tecnológicas.
- Constante aprimoramento dos padrões, procedimentos e planos de resposta a vazamentos, estruturados nos níveis local, regional e corporativo. Para atuar de modo eficaz nesses tipos de emergência, a Companhia dispõe de recursos distribuídos nos seus Centros de Defesa Ambiental (CDAs), em bases avançadas, localizados em vários pontos do território nacional, embarcações do tipo OSRV - *Oil Spill Recovery Vessel* além dos Centros de Resposta a Emergência da Transpetro. A Companhia é associada da Oil Spill Response Limited, organização com atuação em escala global especializada em prover e complementar recursos humanos e materiais para a resposta eficaz a vazamentos de petróleo. Cabe destacar que, em 2022 a Companhia retornou a ARPEL (Associação de Empresas de Petróleo, Gás e Energias Renováveis da América Latina e Caribe) como membro para aprimorar seus processos internos e compartilhar conhecimento técnico com outras operadoras e reguladores. Todos os anos a Petrobras realiza diversos exercícios simulados, nos formatos híbridos e presenciais; em 2024 foram realizados 16 simulados com cenários de maior potencial de escalonamento para atuação regional e/ou nacional.

Atualmente, os mais de 41 mil empregados (100%) da Petrobras controladora estão cobertos pelo sistema de gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS). Os prestadores de serviço também usufruem desse sistema quando se encontram nas instalações da Companhia e são, inclusive, avaliados pelo Processo de Avaliação da Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (PAG-SMS). Dentre as premissas para sua execução estão as legislações vigentes e resoluções dos órgãos reguladores, como as Normas Regulamentadoras (NRs) do Ministério do Trabalho e Emprego, as legislações do Ministério da Saúde, as resoluções dos conselhos de profissionais de saúde, a Lei Geral de Proteção de Dados, a Legislação Previdenciária e as resoluções da Agência Nacional do Petróleo (ANP), dentre outros.

No que tange ao licenciamento ambiental, a Companhia trata essa obrigação legal seguindo rigorosamente todas as diretrizes e normas para a execução, tais como a Lei Federal 6.938/81, a Lei Complementar nº 140/2011 e as Resoluções CONAMA nº 001/86 e nº 237/97, além das legislações estaduais e municipais pertinentes.

A Companhia utiliza diversos padrões nacionais e internacionais como referência para a gestão ambiental e, consequentemente, para a proteção ambiental.

A Petrobras, por meio de estudos socioambientais, identifica e avalia os impactos ambientais de forma a subsidiar a definição de medidas preventivas, mitigadoras e compensatórias nas fases de instalação, operação e desativação dos seus empreendimentos. Conforme as etapas do projeto, as tipologias das operações, os fatores ambientais, as exigências legais, os requisitos dos órgãos ambientais (no caso de condicionantes de licenças), entre outros fatores, a Companhia desenvolve diversos estudos e projetos com o objetivo de avaliar os riscos para a biodiversidade e estabelecer planos de ação.

A disponibilidade de água em quantidade e qualidade é essencial para as operações da Companhia, e praticamente todas as suas atividades geram efluentes sanitários, industriais e água produzida.

Os volumes de água doce que a Companhia capta diretamente do ambiente estão sujeitos à regulação estatal. No Brasil, os limites máximos de captação são estabelecidos pelos órgãos públicos de gestão de recursos hídricos, por meio do instrumento Outorga dos Direitos de Uso de Recursos Hídricos, previsto na Política Nacional de Recursos Hídricos - Lei nº 9344/1997. Os volumes de uso permitidos pelas outorgas são definidos considerando critérios hidrológicos e os múltiplos usos humanos e ecológicos da água dentro da bacia hidrográfica.

Os principais efluentes são os industriais, sanitários e água produzida, sujeitos aos padrões de descarte estabelecidos na legislação ambiental. Caso descartados no ambiente, são previamente tratados de forma a atender aos padrões de qualidade de lançamento (Resolução CONAMA nº 430/2011) e aos requisitos de qualidade (enquadramento) do corpo hídrico receptor (Resolução CONAMA nº 357/2005). Particularmente para a água produzida, o seu descarte *offshore* é regulamentado pela Resolução CONAMA nº 393/2007. Outros efluentes de atividades *offshore* são também regulamentados pela Nota Técnica IBAMA 01/2011 (Projeto de Controle da Poluição).

Na gestão dos resíduos sólidos, a Companhia segue os preceitos da legislação vigente e das normas técnicas que versam sobre o tema. Todas as unidades da Petrobras possuem Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos e utilizam o princípio da prevenção da geração e priorização de rotas de destinação via reciclagem, reúso e reaproveitamento, conforme Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei 12.305/2010).

De forma a garantir o adequado gerenciamento, análises químicas para caracterização e classificação de resíduos são realizadas de acordo com metodologias descritas nas Normas ABNT NBR 10.004 a 10.007 seguindo métodos de referência como USEPA, APHA, ASTM e BS. De toda sorte, são exigidas credenciações dos laboratórios para as análises laboratoriais, conforme ISO/IEC 17025.

Outras Normas Técnicas Brasileiras, como as ABNT NBR 11174 e 12235, que versam sobre o armazenamento de resíduos não perigosos e perigosos, respectivamente, também são aplicadas visando a proteção da saúde humana e meio ambiente. Diversas Resoluções CONAMA, por exemplo, a nº 275/2001 para a coleta seletiva e nº 313/2002 para elaboração do inventário anual de resíduos sólidos também são atendidas. O gerenciamento de resíduos na Petrobras ainda considera o atendimento ao disposto nas Convenções de Basiléia, Minamata, Estocolmo e o Protocolo de Montreal.

O gerenciamento de áreas contaminadas por substâncias químicas é realizado com base na observância da legislação, normas e procedimentos estabelecidos pelos órgãos reguladores e normativos. As principais diretrizes para o gerenciamento ambiental de áreas contaminadas foram definidas na Resolução CONAMA 420/2009, a qual também lista valores orientadores de qualidade de solos e águas subterrâneas. Tais diretrizes orientam as atividades de identificação, caracterização e reabilitação de áreas contaminadas.

Na Petrobras, o gerenciamento de áreas contaminadas é um processo que dispõe de profissionais dedicados, fórum temático que suporta o processo decisório da governança de SMS, indicadores, normas técnicas e padrões internos, sistemática de análise crítica, sistema de informações e projetos de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de diagnóstico e remediação. A execução de amostragens de solos, águas superficiais e águas subterrâneas, determinações analíticas de substâncias químicas, análise de riscos à saúde humana, medidas de intervenção para

tratamento e outras atividades relacionadas é feita com a contratação de empresas prestadoras de serviços qualificadas para atender os requisitos legais e normas técnicas aplicáveis, nacionais e internacionais.

As emissões atmosféricas das unidades *onshore* da Petrobras são monitoradas periodicamente para avaliação do atendimento à Resolução CONAMA n° 382/2006 e Resolução CONAMA n° 436/2011 que determinam os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas. Esse monitoramento é feito através de amostragens de chaminé ou de monitoramento contínuo, os quais atendem a requisitos estabelecidos pelos órgãos ambientais licenciadores em regulamentos locais ou nas licenças ambientais. Diversas unidades realizam também o monitoramento de emissões fugitivas para o controle de vazamentos de hidrocarbonetos em acessórios de linhas em atendimento a exigências de órgãos ambientais locais.

Várias unidades da Petrobras contam também com monitoramento da qualidade do ar local para avaliação de seus impactos e comparação dos resultados com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 506/2024.

Adicionalmente, a Companhia atende às seguintes obrigações legais e regulatórias:

- Lei 13.303, que exige a publicação de relato integrado ou relatório de sustentabilidade. Este último é publicado anualmente pela Petrobras em conformidade com a metodologia GRI;
- Resolução 817/20: o parágrafo único do Artigo 5º vem sendo cumprido pela Petrobras por meio de relatórios de responsabilidade social, para cada projeto de descomissionamento, no qual é mostrado o sistema de gestão de responsabilidade social, bem como as ações no território onde o descomissionamento ocorrerá.

Em relação à governança, vale comentar que a Petrobras possui um Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (“CSMS”), formado por membros escolhidos dentre os integrantes do seu Conselho de Administração (“CA” ou “Conselho”) e dentre profissionais de mercado com notória experiência e capacidade técnica. Esse Comitê tem por finalidade assessorar o CA e suas responsabilidades compreendem, mas não se limitam, ao estabelecimento de políticas e diretrizes relacionadas à sustentabilidade, abrangendo a gestão estratégica de SMS, mudanças climáticas, transição para uma economia de baixo carbono, responsabilidade social, entre outros assuntos a serem submetidos ao Conselho, bem como à identificação e análise de oportunidades e riscos de SMS e ao debate de outras questões que o Conselho ou seu Presidente entenda pertinente passarem pela apreciação prévia do CSMS, objetivando conferir maior eficiência e qualidade às suas decisões. Esse comitê também monitora indicadores de SMS e pesquisas de imagem e reputação, sugerindo ações quando necessário.

Além dos Comitês Estatutários de assessoramento do Conselho de Administração, a Companhia conta com fóruns operacionais, táticos e estratégicos compondo a sua Governança de SMS e Mudança Climática, de forma que os assuntos sejam tratados e desdobrados em todos os níveis da Companhia.

Com o objetivo de aprimorar a segurança das operações e prevenir acidentes e impactos ao meio ambiente, a Companhia atua por meio da disseminação de fundamentos, conceitos e práticas de segurança de processo e segurança ocupacional, e da implementação de programas e ações nessas disciplinas.

A Sistemática Corporativa de Projetos de Investimento considera requisitos nas dimensões segurança, meio ambiente, saúde, socioeconomia, emissões de gases de efeito estufa e mudanças do clima, que são avaliados a cada fase dos projetos, no intuito de mitigar riscos, capturar oportunidades e avaliar a maturidade dos projetos para que possam passar de fase.

c. dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

O Portfolio de ativos intangíveis da Petrobras é composto, principalmente, por concessões de blocos de exploração e produção, marcas e patentes.

Dentre esses ativos, a Petrobras depende apenas da outorga de direitos de exploração de óleo e gás pelos governos para desempenhar a sua atividade principal de exploração e produção.

Apesar do desenvolvimento das atividades da Petrobras não depender de nenhuma patente em particular, as patentes são, como um todo, relevantes, em diferentes aspectos, para garantir a geração de valor para a Companhia, pois envolvem a utilização das tecnologias desenvolvidas nas operações da Companhia, que geram aumento de produtividade, redução de custos e/ou aumento da segurança operacional, a criação de diferencial competitivo em relação a seus concorrentes, bem como o licenciamento de tecnologias a terceiros.

No ano de 2024, a Petrobras depositou 178 pedidos de patentes no Brasil e 174 no exterior, totalizando 352 depósitos de patentes, superando, pelo quarto ano consecutivo, o recorde de depósitos de pedidos de patentes no Brasil em um único ano.

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

Em relação ao portfólio de marcas, a atuação internacional da Companhia tornou suas marcas de produtos e serviços potencialmente globais. O desenvolvimento de marcas e o estabelecimento de ações de proteção consideram sua possível utilização em diversos mercados do mundo. A Petrobras considera suas marcas ativos estratégicos. Atualmente são 2.197 marcas depositadas/concedidas no Brasil e no exterior; sendo 464 processos nacionais e 1.733 processos internacionais. Dentre as suas marcas, a empresa considera como as mais importantes: Petrobras, Petrobras Podium, Petrobras Grid, Petrobras Premmia e Flua Petrobras.

d. contribuições financeiras, com indicação dos respectivos valores, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros:

i. em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

ii. em favor de partidos políticos

iii. para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos

Em 2024, a Petrobras não realizou contribuições financeiras diretamente, ou por meio de terceiros, em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos, partidos políticos, ou para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas. Também não houve reporte de contribuições em benefício da companhia pelos membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração.

Conforme expresso em seu Código de Conduta Ética, a Petrobras assume o compromisso de não oferecer apoio e contribuições para campanhas de partidos políticos ou de candidatos a cargos eletivos, além de repudiar toda e qualquer forma de fraude e corrupção, incluindo suborno, lavagem de dinheiro ou negociação com informações privilegiadas, em todos os seus níveis hierárquicos. É absolutamente vedado a todos os seus colaboradores solicitar, obter, receber, prometer, oferecer ou dar vantagens indevidas de qualquer natureza para si ou para terceiros, incluindo pagamentos de facilitação em razão da função pública exercida.

A Petrobras não utiliza empresas para realizar as atividades de influência em seu nome. Apesar do *advocacy* da Companhia poder ocorrer por meio de associações setoriais nacionais e internacionais relacionadas à cadeia da indústria de óleo e gás, a participação da Petrobras em entidades externas não tem somente o objetivo de influenciar decisões de políticas públicas. Dentre os valores pagos não é possível indicar qual a parcela foi destinada para atividade de influência. A Petrobras ao participar dessas associações também busca manter intercâmbio técnico, acessar novas tecnologias, contribuir com os seus projetos de pesquisa e desenvolvimento ou outros interesses da Companhia.

A relação das entidades externas mais relevantes das quais a Petrobras participa e respectivos valores associativos são publicados anualmente no Relatório de Sustentabilidade.

Além disso, conforme disposto em seu Código de Conduta Ética, a Companhia monitora a interação de seus empregados com agentes públicos, a partir de registros periódicos realizados em ferramenta corporativa, observando normas e padrões específicos para o relacionamento com esses agentes.

Com relação ao acionista controlador da Petrobras (União Federal), vale ressaltar que nos termos do artigo 24 da Lei nº 9.504/1997 (Lei das Eleições) é expressamente vedada a doação de órgão da administração pública direta e indireta ou fundação mantida com recursos provenientes do Poder Público para partido e candidato.

1.7. Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar:

a. receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor

País sede do Emissor	31/12/2024 (valores em R\$)	(%)	31/03/2025 (valores em R\$)	(%)
Brasil	356.411.000.000	72,61	91.093.000.000	73,97

b. receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor

Países Estrangeiros	31/12/2024 (valores em R\$)	(%)	31/03/2025 (valores em R\$)	(%)
Américas (exceto Estados Unidos da América)	19.271.000.000	3,93	3.922.000.000	3,18
China	41.127.000.000	8,38	6.276.000.000	5,10
Europa	29.250.000.000	5,96	6.133.000.000	4,98
Estados Unidos da América	18.312.000.000	3,73	3.985.000.000	3,24
Singapura	15.425.000.000	3,14	3.910.000.000	3,18
Ásia (exceto China e Singapura)	10.770.000.000	2,19	6.983.000.000	5,67
Outros	263.000.000	0,05	842.000.000	0,68

1.8. Em relação aos países estrangeiros divulgados no item 1.7, descrever impactos relevantes decorrentes da regulação desses países nos negócios do emissor

As receitas da Petrobras estão fortemente concentradas no Brasil (aproximadamente 73% da receita total), enquanto as receitas provenientes dos países estrangeiros (aproximadamente 27% da receita total) estão distribuídas entre mais de 17 países das Américas, Europa e Ásia. Conforme divulgado no item 1.7, os países mais representativos são a China, com 8,38%, os Estados Unidos, com 3,73%, e Singapura, com 3,14% da receita total.

No caso da China, EUA e Singapura, não foram identificadas mudanças nas regulamentações aplicáveis que impactassem de forma relevante as atividades comerciais de exportação da Companhia em 2024.

1.9. Em relação a informações ambientais, sociais e de governança corporativa (ASG), indicar:

a. se o emissor divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

A Petrobras publica suas informações ASG nos seguintes relatórios:

- (i) Relatório de Sustentabilidade (publicação anual);
- (ii) Caderno de Mudança do Clima;
- (iii) Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa; e
- (iv) Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa.

b. a metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

Para o Relatório de Sustentabilidade, a Companhia adota as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI Standards 2021) e responde aos indicadores do Sustainability Accounting Standards Board (SASB), aplicáveis à indústria de óleo e gás e adequados à organização (Exploração & Produção, Midstream e Refino & Comercialização). Utiliza também o Guia para Relatórios de Sustentabilidade da International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (Ipieca) como metodologia complementar.

O conteúdo do Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa é pautado pelos requisitos de tais temáticas, como os Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos e pelo GRI Standards 2021.

Para a elaboração do Caderno de Mudança do Clima, a Petrobras adota como referência as recomendações da Task Force for Climate-related Financial Disclosure (“TCFD”).

A Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa é uma exigência da Lei 13.303/2016 (art. 8º) e do Decreto 8.945/2016 (art. 13) e está em linha com os requisitos de transparência requeridos pela legislação. A Carta Anual deve ser elaborada em documento único, conforme os requisitos da Portaria SEST/MGI nº 9.734/2024, da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST), subscrita pelo Conselho de Administração e publicada no sítio eletrônico da companhia.

c. se esse relatório ou documento é auditado ou revisado por entidade independente, identificando essa entidade, se for o caso

A KPMG foi responsável pelo serviço de asseguração limitada das informações do Relatório de Sustentabilidade.

O Caderno do Clima não é auditado ou revisado por entidade independente. No entanto, o desempenho anual de emissões é verificado por terceira parte e tem sido publicada, em conjunto com o balanço da empresa, nota explicativa auditada sobre riscos relacionados à mudança do clima.

O Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa não é auditado ou revisado por entidade independente, mas alguns indicadores GRI que são relatados nesse documento são auditados por amostragem pela KPMG.

A Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa não é auditada ou revisada por entidade independente. Entretanto, em 2024, o referido documento foi avaliado pela SEST no âmbito do Indicador de Conformidade (IC-Sest 2024), tendo obtido a pontuação máxima para o item.

d. a página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado

Relatório de Sustentabilidade: <https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>

Caderno de Mudança do Clima: <https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>

Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa: <https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/sociedade/responsabilidade-social-e-direitos-humanos/>

Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa: <https://www.investidorpetrobras.com.br/esg-meio-ambiente-social-e-governanca/governanca/>

e. se o relatório ou documento produzido considera a divulgação de uma matriz de materialidade e indicadores-chave de desempenho ASG, e quais são os indicadores materiais para o emissor

O processo de levantamento de temas materiais de sustentabilidade baseia-se na perspectiva de impactos reais e potenciais, positivos e negativos, nas pessoas e no meio ambiente, inclusive em direitos humanos, e em riscos e oportunidades que possam afetar a companhia financeiramente). A materialidade é revista a cada ano. Em 2024, a Petrobras utilizou como orientadores o padrão da Global Reporting Initiative GRI 3 - Temas materiais 2021 e o caderno setorial GRI 11, voltado para a indústria de óleo e gás, além do normativo European Sustainability Reporting Standards - ESRS 1. Desta forma, o processo de revisão da materialidade baseou-se no conceito da dupla materialidade e levantou os temas materiais da Petrobras tanto em relação aos impactos provocados nos stakeholders quanto aos impactos recebidos pela organização.

Nosso processo de identificação, avaliação e monitoramento de riscos foi utilizado tanto para aferição dos impactos nas pessoas e no meio ambiente, como para aferição dos impactos na organização, incluindo os financeiros. Assim, observamos a exposição a riscos, levando em consideração a probabilidade e a severidade das consequências, na verificação dos impactos associados aos temas materiais.

Após a revisão, a Companhia chegou aos seguintes temas materiais:

- Impactos econômicos
- Comunidades locais e tradicionais
- Resiliência climática, emissões de GEE e outros gases
- Práticas trabalhistas e igualdade de oportunidades
- Biodiversidade
- Integridade nos negócios
- Gestão de resíduos e descomissionamento sustentável
- Prevenção e gestão de acidentes de processo
- Segurança, saúde e bem-estar do trabalhador
- Engajamento em políticas públicas, *advocacy* e apoio financeiro
- Água e efluentes

Os indicadores-chave de desempenho ASG consideram os temas materiais listados acima.

Principais Métricas de Sustentabilidade⁽¹⁾ (Consolidado)

Indicador	Realização 2024	Meta ou Limite Máximo Admissível (LMA) para 2024	Desempenho 2024	Compromisso, Meta ou LMA para 2025
Fatalidades	4	LMA: Zero	Realização acima da ambição de zero fatalidades	Ambição: Zero
TAR	0,67	LMA <0,7	Realização 4% abaixo ao Limite de Alerta projetado para o ano	< 0,7
VAZO ⁽²⁾	14,4 m ³	Ambição: Zero LMA: 120 m ³	Realização inferior ao volume vazado em 2023 (16,9 m ³) e 88% inferior ao limite de alerta estipulado para 2024	Ambição: Zero LMA: 108 m ³
IGEE ⁽³⁾ E&P	14,8 kgCO ₂ e/boe	15,5 kgCO ₂ e/boe	Realização 4,5% inferior à meta de intensidade de emissões estipulada para 2024	15 kgCO ₂ e/boe
IGEE ⁽³⁾ Refino	36,2 kgCO ₂ e/CWT	36,9 kgCO ₂ e/CWT	Realização 1,9% inferior à meta de intensidade de emissões estipulada para 2024	36 kgCO ₂ e/CWT

(1) Dados de fatalidades e TAR (Taxa de Acidentados por milhão de homens-hora) incluem a Petrobras controladora, Libra, Petrobras Bolívia S.A. (PEB), Petrobras International Braspetro B.V. - Sucursal Colombia (PIB-COL), Transpetro, ANSA, PECOCO, Termomacaé e Termobahia. Dados de emissões consideram todas as empresas que a Companhia detém controle operacional.

(2) Volume vazado de óleo e derivados. São computados os volumes de óleo e derivados vazados relacionados à nossa operação (não inclui derivações clandestinas) de todas as ocorrências com volume vazado acima de um barril (0,159 m³) e que tenham atingido corpos hídricos ou solo não impermeabilizado.

(3) Intensidade de emissões de Gases de Efeito Estufa.

A Petrobras publica também o Painel ASG (disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>), que reúne os dados quantitativos, incluindo a performance de indicadores.

O Relatório de Sustentabilidade considera os ODS. Os temas correlacionados aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável podem ser observados a seguir:

CUIDAR DAS PESSOAS

Tema material

COMUNIDADES LOCAIS E TRADICIONAIS

Tema GRI
11.15 / 11.16 / 11.17 / 11.18

Movimentação em relação a 2023
↑ 3 POSIÇÕES

Desenvolvimento econômico e social das comunidades na área de abrangência de nossas operações. Impactos negativos na comunidade tanto em operações quanto no processo de investimento e desinvestimento, perturbações sociais em geral e risco de violações de direitos humanos na comunidade, incluindo aquelas causadas pela cadeia de suprimentos e forças de segurança. Inclui impactos diretos e indiretos tais como: produção de ruído, odor, fuligem, aumento demográfico, aumento do fluxo de trabalhadores e do tráfego de veículos, além de impactos decorrentes de zonas de restrição, realização de sísmica e tráfego de embarcações de apoio. Respeito ao direito à autodeterminação dos povos indígenas e comunidades tradicionais, a seus territórios, ao uso e manejo da terra e dos recursos naturais; e a suas formas diferenciadas de organização social e princípios culturais. Impactos positivos como segurança e proteção às comunidades locais por meio de diálogo entre as comunidades e forças de segurança pública. Sistematização do processo de devida diligência de direitos humanos. Respeito do direito à terra em processos de reassentamento e respeito ao direito das comunidades aos recursos naturais na instalação de novos empreendimentos e nas operações. Impactos positivos decorrentes de ações de voluntariado.

Materialidade de impacto ●●●●●●●●●●●●●● Materialidade financeira ●●●●●●●●●●●●●●

ODS

Valor PE

CUIDAR DAS PESSOAS

Tema material

PRÁTICAS TRABALHISTAS E IGUALDADE DE OPORTUNIDADES

Tema GRI

11.10 / 11.11 / 11.12 / 11.13

Movimentação em relação a 2023

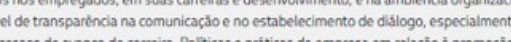
= POSIÇÃO

Oportunidades de emprego e impactos positivos nos trabalhadores pelas práticas empregatícias adotadas, incluindo impactos a trabalhadoras e trabalhadores da cadeia de fornecedores. Inclui impactos nos empregados, em suas carreiras e desenvolvimento, e na ambiência organizacional pelo nível de transparência na comunicação e no estabelecimento de diálogo, especialmente nos processos de avanço de carreira. Políticas e práticas da empresa em relação à promoção da não discriminação, diversidade, equidade, inclusão e igualdade de oportunidades, incluindo diversidade na alta administração. Liberdade sindical e negociação coletiva. Assédio sexual, assédio moral e discriminação e abordagem da empresa frente ao tema. Impactos positivos nos trabalhadores e na organização pela implantação do teletrabalho. Prevenção ao trabalho forçado e escravidão moderna, em especial na cadeia de suprimentos. Treinamento e qualificação da força de trabalho, incluindo temáticas como direitos humanos e transição energética justa.

Materialidade de impacto

Materialidade financeira

ODS





Valor PE	
CUIDAR DAS PESSOAS	
Tema material	
SEGURANÇA, SAÚDE E BEM-ESTAR DO TRABALHADOR	
Tema GRI	Movimentação em relação a 2023
11.9	= POSIÇÃO
Abordagem da empresa para obter condições de trabalho saudáveis e seguras. Inclui o esforço para prevenção de danos físicos e mentais aos trabalhadores e para promoção da saúde, buscando evitar impactos negativos como fatalidades, lesões e doenças ocupacionais, incluindo aquelas decorrentes de contato com produtos perigosos.	
Materialidade de impacto	Materialidade financeira
ODS	
    	

Valor PE

ATUAR COM INTEGRIDADE

Tema material

ENGAJAMENTO EM POLÍTICAS PÚBLICAS, ADVOCACY E APOIO FINANCEIRO

Tema GRI	Movimentação em relação a 2023
11.22	1 POSIÇÃO

Contribuição para o desenvolvimento de políticas públicas, tais como aquelas que promovem segurança energética, proteção ambiental e bem-estar social. Advocacy e os impactos sobre subsídios, leis e outros. Engajamento com partes interessadas a fim de promover uma abordagem mais abrangente e sustentável para o setor de óleo e gás. Investimento em pesquisa, inovação e tecnologia para desenvolver soluções ambientalmente eficientes e socialmente justas. Relacionamento com entidades de associação que visam à mitigação dos GEE.

Materialidade de impacto ●●●●●●●●●● Materialidade financeira ●●●●●●●●●●●●●●

ODS

Valor PE	
PROTEGER O MEIO AMBIENTE	
Tema material	
ÁGUA E EFLUENTES	
Tema GRI	Movimentação em relação a 2023
11.6	↓ 3 POSIÇÕES
Varição na disponibilidade ou qualidade da água nas nossas áreas de influência em função da captação/ou descarte de efluentes associados às atividades da companhia, incluindo água produzida. Abrange impactos negativos à biodiversidade e saúde humana no caso de escassez hídrica para captação de água ou assimilação dos nossos efluentes, e impactos positivos como a devolução de recurso hídrico em melhor qualidade do que a captada ou na implementação de projetos de conservação e recuperação de nascentes e mata ciliar. Adaptação tecnológica de atividades de E&P e refino em cenários de escassez hídrica permanente.	
Materialidade de impacto ●●●●●●●●●●●●●●	Materialidade financeira ●●●●●●●●●●●●●●
ODS	

g. se o relatório ou documento considera as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) ou recomendações de divulgações financeiras de outras entidades reconhecidas e que sejam relacionadas a questões climáticas

A Petrobras divulga o Caderno de Mudança do Clima em uma estrutura que apresenta correlação direta com as recomendações do TCFD, contemplando as quatro áreas temáticas da iniciativa: Governança, Estratégia, Gestão de Riscos, Métricas e Metas. Desde 2020 a Petrobras emprega o TCFD como referência no processo de gestão de carbono e incorpora suas diretrizes nos processos decisórios.

h. se o emissor realiza inventários de emissão de gases do efeito estufa, indicando, se for o caso, o escopo das emissões inventariadas e a página na rede mundial de computadores onde informações adicionais podem ser encontradas

A Petrobras realiza o inventário de emissão de gases de efeito estufa de todos os ativos sob seu controle operacional. O inventário é publicado de forma voluntária desde 2002, e verificado por terceira parte anualmente. A Petrobras é membro fundador do Programa Brasileiro *GHG Protocol*, e o inventário é publicado no Registro Público de Emissões (<https://registropublicodeemissoes.fgv.br/estatistica/estatistica-participantes/356>).

São inventariadas as emissões absolutas operacionais totais de gases de efeito estufa, incluindo o escopo 1 e 2, em termos de CO₂ equivalente (CO₂e) da Petrobras e nas participações societárias nas quais detêm o controle operacional.

A quantificação das emissões absolutas operacionais considera as atividades de exploração, produção e refino de petróleo e geração de eletricidade, além das emissões provenientes de outras atividades operacionais da Petrobras, tais como atividade de transporte marítimo e apoio logístico, processamento e transporte de gás, produção de biocombustíveis, atividades administrativas entre outras.

No caso das emissões do escopo 3, a Petrobras inventariou as categorias 1 a 7, 10 e 11 segundo o *GHG Protocol*.

i. explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso:

- i. a não divulgação de informações ASG**
- ii. a não adoção de matriz de materialidade**
- iii. a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG**
- iv. a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas**
- v. a não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG divulgadas**
- vi. a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa**

N/A. Conforme informações apresentadas nos itens anteriores ("a" ao "h").

1.10. Indicar, caso o emissor seja sociedade de economia mista:

a. interesse público que justificou sua criação

A Petrobras é uma sociedade de economia mista, constituída pela Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, posteriormente revogada pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, cuja maioria do capital votante pertence à União Federal.

A constituição de sociedade de economia mista somente é admitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou em casos de relevante interesse coletivo, na forma do artigo 173 da Constituição da República.

Para tanto, conforme previsto no artigo 238 da Lei nº 6.404/76, a Companhia poderá ter suas atividades orientadas com a finalidade de atender ao interesse público que justificou a sua criação, visando ao atendimento do objetivo da política energética nacional previsto no artigo 1º, inciso V, da Lei nº 9.478/97, de garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional.

A contribuição para a consecução desse interesse público deve ser compatível com o objeto social da Petrobras e com as condições de mercado, não podendo colocar em risco a rentabilidade e a sustentabilidade financeira da Companhia.

Assim, na forma do artigo 8º, §2º, da Lei nº 13.303/16, caso o atendimento ao interesse público se dê em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, as obrigações ou responsabilidades assumidas pela Companhia 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.

Em linha com esses normativos, em dezembro de 2017, a Petrobras realizou ajustes em seu Estatuto Social para indicar, de forma clara, o relevante interesse coletivo que justificou a sua criação, bem como para formalizar os requisitos para seu atendimento, nas hipóteses em que esse se dê em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado. Nesse caso, caberá à União compensar a Petrobras, a cada exercício social, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida, conforme expresso no art. 3º do Estatuto Social da Companhia:

“(…) §3º- 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 previsto no art. 1º, inciso V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§4º- No exercício da prerrogativa de que trata o §3º acima, a União somente poderá orientar a Companhia a assumir obrigações ou responsabilidades, incluindo a realização de projetos de investimento e assunção de custos/resultados operacionais específicos, como aqueles relativos à comercialização de combustíveis, bem como outras atividades correlatas, em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, 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, inclusive no plano contábil.

§5º- Na hipótese dos §§3º e 4º acima, o Comitê de Investimentos e o Comitê de Minoritários, em suas atribuições de assessoramento ao Conselho de Administração, avaliarão e mensurarão, com base nos critérios de avaliação técnico-econômica para projetos de investimentos e para custos/resultados operacionais específicos praticados pela administração da Companhia, se as obrigações e responsabilidades a serem assumidas são diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado.

§6º- Quando orientada pela União a contribuir para o interesse público, a Companhia somente assumirá obrigações ou responsabilidades:

I - que respeitem as condições de mercado definidas conforme §5º acima; ou

II- que se adequem ao disposto nos incisos I e II do §4º acima, observados os critérios de que trata o §5º acima, sendo que, nesta hipótese, a União compensará, a cada exercício social, a Companhia pela diferença entre as condições de mercado definidas conforme o §5º acima e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

§7º- O exercício da prerrogativa de que trata o §3º acima será objeto da carta anual, subscrita pelos membros do Conselho de Administração, de que trata o art. 13, inciso I, do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016”.

b. atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização, indicando:

- i. os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, e os previstos para os próximos exercícios sociais, critérios adotados pelo emissor para classificar essa atuação como sendo desenvolvida para atender ao interesse público indicado na letra “a”**
- ii. quanto às políticas públicas acima referidas, investimentos realizados, custos incorridos e a origem dos recursos envolvidos - geração própria de caixa, repasse de verba pública e financiamento, incluindo as fontes de captação e condições**
- iii. estimativa dos impactos das políticas públicas acima referidas no desempenho financeiro do emissor ou declaração de que não foi realizada análise do impacto financeiro das políticas públicas acima referidas**

Ciente dos requisitos legais e parâmetros objetivos previstos na Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016 e no Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, que determinam a explicitação dos compromissos realizados para a consecução de objetivos de políticas públicas, bem como dos recursos e dos impactos financeiros advindos, visando à divulgação de informações completas e consistentes, a Companhia descreve a seguir as obrigações ou compromissos assumidos antes da Lei nº 13.303/16 e da reforma do Estatuto Social da Companhia que inseriu as previsões relativas ao interesse público que justificou a sua criação.

I - Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT)

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 americana. O suprimento de gás para as usinas no âmbito do PPT gerou, em 2024, receitas de aproximadamente R\$ 850 e custos de R\$ 1.092, com impacto negativo no resultado de R\$ 242.

No ano de 2024 foram executados e finalizados os últimos contratos abrangidos pelo Programa.

II - Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET)

O Programa instituído por meio do Decreto s/nº, de 18 de julho de 1991, visa promover o desenvolvimento de uma cultura antidesperdício no uso dos recursos naturais não renováveis. A Petrobras participa também do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV), em parceria com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que visa estimular a produção e a utilização de aparelhos a gás e veículos mais eficientes.

Em 2024, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da Companhia, foram no montante aproximado de R\$ 4 mil.

As informações sobre interesse público que justificou sua criação e suas contribuições para políticas públicas estão também descritas na Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa da Petrobras, em atendimento à Lei n.º 13.303/2016 e ao Decreto n.º 8.945/2016. A Carta está disponível no site eletrônico da Companhia em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/esg-meio-ambiente-social-e-governanca/governanca/>.

c. processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Diesel e Gasolina

Em 15 de maio de 2023, a Diretoria Executiva aprovou a estratégia comercial para definição de preços de gasolina e diesel, tendo como premissa preços competitivos por polo de venda, em equilíbrio com os mercados nacional e internacional. Essa estratégia permite a Petrobras competir de forma mais eficiente, levando em consideração a sua participação no mercado, para otimização dos seus ativos de refino, sob a premissa de manutenção da sustentabilidade financeira da Companhia.

A estratégia comercial usa referências de mercado como: (a) o custo alternativo do cliente, como valor a ser priorizado na precificação, e (b) o valor marginal para a Petrobras. O custo alternativo do cliente contempla as principais alternativas de suprimento, sejam fornecedores dos mesmos produtos ou de produtos substitutos, já o valor marginal para a Petrobras é baseado no custo de oportunidade dadas as diversas alternativas para a companhia dentre elas, produção, importação e exportação do referido produto e/ou dos petróleos utilizados no refino.

Ciente da importância de seus produtos para a sociedade brasileira, a Companhia destaca que na formação de seus preços busca evitar o repasse da volatilidade conjuntural do mercado internacional e da taxa de câmbio ao passo que preserva um ambiente competitivo salutar nos termos da legislação vigente.

Os reajustes são realizados sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado, possibilitando a Companhia competir de maneira mais eficiente e flexível.

Os preços aplicáveis aos combustíveis podem ser encontrados no site: <https://precos.petrobras.com.br>.

1.11. Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

Não houve em 2024 e no 1º trimestre de 2025 (1T25) aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante.

Em 2024, a Petrobras alienou os seguintes investimentos diretos: Brentech Energia S.A. e UEG Araucária S.A. (UEGA), bem como extinguiu a Refinaria de Mucuripe S.A., e não houve alienação no 1º trimestre de 2025 (1T25).

Mais informações são encontradas na nota explicativa 28 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024.

A Companhia tem uma atuação ativa nos processos relacionados a fusões e aquisições com a possibilidade de realização de parcerias, aquisições e desinvestimentos que visam atender os direcionadores estratégicos da Companhia, conforme definido no seu Plano de Negócios 2025-29 (PN 2025-29).

Para informações sobre o Plano Estratégico 2050 (PE 2050) e o PN 2025-29 da Companhia, ver item 2.10 deste FRE.

1.12. Indicar operações de fusão, cisão, incorporação, incorporação de ações, aumento ou redução de capital envolvendo o emissor e os documentos em que informações mais detalhadas possam ser encontradas

Não houve operações de fusão, cisão, incorporação, incorporação de ações, aumento ou redução de capital envolvendo o emissor no exercício de 2024 e no primeiro trimestre de 2025.

1.13. Indicar a celebração, extinção ou modificação de acordos de acionistas e os documentos em que informações mais detalhadas possam ser encontradas

Em 2024 e no 1T25, não houve celebração, extinção ou modificação de acordos de acionistas que regulam as ações de emissão da Petrobras.

1.14. Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

1. Ajuste Organizacional

Ao longo de 2024 e no 1º trimestre de 2025, a Companhia não sofreu mudanças significativas na sua estrutura geral, tendo sido mantida a configuração de diretorias aprovadas pelo Conselho de Administração em abril de 2023.

Ocorreram alguns movimentos na estrutura interna das Áreas, destacando-se o retorno da Universidade Petrobras para a unidade de Recursos Humanos, a migração da unidade de Gestão de Portfólio para a Área da Presidência, passando a ser chamada Fusões e Aquisições, e outros ajustes no agrupamento das unidades da Área Financeira e de Relacionamento com Investidores.

Adicionalmente, foi aprovada a alteração da denominação de “Unidades de Negócio” para “Unidades de Operações”, unidades responsáveis pelo gerenciamento de operações ligadas às atividades-fim da Companhia, conforme descrito no Plano Básico de Organização.

Esses acontecimentos refletem o esforço contínuo para ajustar a estrutura organizacional da Petrobras, garantindo maior clareza, eficiência e alinhamento com as necessidades estratégicas da empresa.

2. Aprovação do novo Plano Estratégico e Plano de Negócios

Em 21 de novembro de 2024, o Conselho de Administração (CA) da Petrobras aprovou o Plano Estratégico 2050 (PE 2050) e o Plano de Negócios 2025-2029 (PN 2025-29). Durante o processo de elaboração dos Planos, o CA participou das discussões com as áreas técnicas e a Diretoria Executiva, levando à conclusão e aprovação do documento final.

Para mais informações sobre o Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029 consultar o item 2.10 deste Formulário de Referência.

1.15. Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Em 2024 e no 1T25, a Petrobras não celebrou contratos relevantes não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

Para a definição de contratos relevantes a Companhia utilizou o critério de materialidade igual ou superior ao equivalente a R\$ 2,2 bilhões.

1.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

- Informações adicionais ao item 1.4:

Sistemas instalados entre 1997 e 2019⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾

Início (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (MM m³/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
2019	Santos	Berbigão	Petrobras 68	150.000	6	2.280	Concessão/Cessão Onerosa	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 4	Petrobras 77	150.000	6	1.980	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 3	Petrobras 76	150.000	6	2.030	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi Norte	Petrobras 67	150.000	6	2.130	Concessão	Pré-sal	FPSO
2018	Campos	Tartaruga Verde	Cid. de Campos dos Goytacazes	150.000	3	765	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Tupi Ext. Sul	Petrobras 69	150.000	6	2.170	Concessão/Cessão Onerosa	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 1	Petrobras 74	150.000	6	2.005	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 2	Petrobras 75	150.000	7	2.010	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
2017	Santos	Tupi Sul	Petrobras 66	150.000	6	2.100	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Mero	Pioneiro de Libra	50.000	4	2.040	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
2016	Santos	Tupi Central	Cidade de Saquarema	150.000	6	2.100	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi Alto	Cidade de Maricá	150.000	6	2.100	Concessão	Pré-sal	FPSO
2015	Santos	Tupi	Cidade de Itaguaí	150.000	8	2.200	Concessão	Pré-sal	FPSO
2014	Santos	Sapinhoá	Cidade de Ilhabela	150.000	6	2.140	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de Mangaratiba	150.000	8	2.220	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Campos	Roncador	Petrobras 62	180.000	6	1.600	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	Jubarte	Petrobras 58	180.000	6	1.400	Concessão	Pré-sal	FPSO
2013	Campos	Roncador	Petrobras 55	180.000	4	1.795	Concessão	Pós-sal	SS
	Campos	Papa-Terra	Petrobras 63	145.000	1	1.200	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de Paraty	120.000	5	2.140	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Sapinhoá	Cidade de São Paulo	150.000	5	2.140	Concessão	Pré-sal	FPSO
2012	Campos	Jubarte	Cidade de Anchieta	100.000	3	1.220	Concessão	Pré-sal	FPSO
2011	Campos	Marlim Sul	Petrobras 56	140.000	6	1.700	Concessão	Pós-sal	SS
	Santos	Mexilhão	Mexilhão	20.000	15	170	Concessão	Pós-sal	Fixo
2010	Campos	Jubarte	Petrobras 57	180.000	2	1.260	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de Angra dos Reis	100.000	5	2.150	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Uruguá/Tambaú	Cidade de Santos	25.000	10	1.300	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	Jubarte	Capixaba	110.000	3	1.300	Concessão	Pós-sal	FPSO
2009	Campos	Marlim Leste	FPSO Cidade de Niterói	100.000	4	1.370	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	Marlim Sul	Petrobras 51	180.000	6	1.260	Concessão	Pós-sal	SS
2008	Campos	Marlim Leste	Petrobras 53	180.000	6	1.080	Concessão	Pós-sal	FPU
2007	Campos	Roncador	Petrobras 54	180.000	6	1.400	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	Roncador	Petrobras 52	180.000	8	1.800	Concessão	Pós-sal	SS
	Espírito Santo	Golfinho	FPSO Cidade de Vitória	100.000	4	1.390	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Camamu-Almada	Manati	Manati	2.000	8	36	Concessão	Pós-sal	FIXA
2006	Campos	Albacora Leste	Petrobras 50	180.000	6	1.240	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Espírito Santo	Peroá	Peroá	0	8	70	Concessão	Pós-sal	FIXA
2005	Campos	Caratinga	Petrobras 48	150.000	6	1.040	Concessão	Pós-sal	FPSO

2004	Campos	Barracuda	Petrobras 43	150.000	6	800	Concessão	Pós-sal	FPSO
2002	Potiguar	Pescada	Plataforma de Pescada 3	0	0	25	Concessão	Pós-sal	FIXA
2001	Campos	Marlim Sul	Petrobras 40	200.000	6	1.080	Concessão	Pós-sal	SS
1998	Campos	Albacora	Petrobras 31	200.000	3	330	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	Marlim	Petrobras 26	100.000	3	990	Concessão	Pós-sal	SS
1997	Campos	Marlim	Petrobras 19	100.000	3	770	Concessão	Pós-sal	SS

(1) Para sistemas instalados de 2019 em diante, ver a seção 1.4 deste Formulário de Referência.

(2) Essa lista não inclui as seguintes plataformas de apoio: Plataforma de Pescada 1A, Plataforma de Rebombeio Autônoma I; FSO Cidade de Macaé; Petrobras 47; Petrobras 65; Petrobras 38.

(3) Essa lista não inclui as seguintes plataformas em desmobilização (Petrobras 32, Petrobras 37, Petrobras 33) e as seguintes plataformas descomissionadas (Plataforma de Cação 2, Plataforma de Cação 3, FPSO Cidade de São Mateus, FPSO Cidade do Rio de Janeiro, FPSO Piranema Spirit, FPSO Fluminense).

2. Comentários dos diretores

2.1. Os diretores devem comentar sobre:

Os comentários dos diretores incluídos neste item 2.1, exceto quando expressamente ressalvado, devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas da Petrobras e suas notas explicativas relativas ao encerramento do exercício social de 31/12/24, divulgado em 26/02/25 e ao encerramento do exercício do 1º trimestre de 2025 (1T25), divulgado em 12/05/25. Adicionalmente, a Companhia divulgou os relatórios de produção e vendas de 2024 e 1T25 em 03/02/25 e 29/04/25, respectivamente; e os relatórios de desempenho financeiro de 2024 e 1T25, nos dias 26/02/25 e 12/05/25, respectivamente, que devem ser utilizados como fonte de informação complementar. Todos esses documentos foram arquivados na CVM e podem ser encontrados no site da Petrobras em <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>.

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

O excelente resultado operacional e financeiro de 2024 demonstra a capacidade da Petrobras gerar valores que são revertidos para a sociedade e para os seus investidores, com destaque para a geração operacional de US\$ 38 bilhões e a dívida financeira de US\$ 23 bilhões, o menor nível desde 2008.

Em 2024, os recursos oriundos de sua geração operacional foram suficientes para a Companhia realizar investimentos e cumprir com suas obrigações financeiras. Além disso, a geração operacional, combinada à estratégia de otimização do caixa da empresa, possibilitou pagamento de dividendos. Os recursos de terceiros (empréstimos e financiamentos) captados pela Companhia foram utilizados para o gerenciamento de passivos já existentes, visando a extensão das maturidades da dívida e melhora da sua estrutura de capital, com intuito de preservar a liquidez e a solvência.

Com relação à dívida, mesmo com um impacto relevante no passivo de arrendamentos em 2024, decorrente principalmente da entrada em operação dos FPSOs afretados Maria Quitéria, no Projeto Integrado Parque das Baleias (IPB), e Marechal Duque de Caxias, em Mero 3, além das captações de financiamentos ao longo do ano, a Companhia encerrou 2024 com um endividamento bruto de US\$ 60,3 bilhões. Esse valor ficou abaixo do limite estabelecido no Plano Estratégico 2024-28 ("PE 2024-28") e representou uma redução de 3,8% em relação ao endividamento bruto registrado no final de 2023.

A gestão da dívida, combinada a um forte EBITDA Ajustado, permitiu uma saudável relação dívida bruta/EBITDA ajustado, que ficou em 1,49x.

Considerando as disponibilidades ajustadas de US\$ 8,1 bilhões, a Companhia fechou o ano de 2024 com uma dívida líquida de US\$ 52,2 bilhões, resultando em uma relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado total de 1,29x.

No 1T25, a Petrobras destaca a manutenção de forte geração de caixa, com fluxo de caixa operacional de US\$ 8,5 bilhões e fluxo de caixa livre de US\$ 4,5 bilhões. A Companhia reportou EBITDA ajustado sem eventos exclusivos de US\$ 10,7 bilhões e lucro líquido sem eventos exclusivos de US\$ 4 bilhões.

Com a sua geração de caixa operacional, somada às entradas provenientes de resgates de investimentos em títulos e valores mobiliários, aos *earn-outs* de desinvestimentos e à compensação financeira por acordos de coparticipação, a Petrobras realizou investimentos, remunerou seus acionistas, e amortizou passivos de arrendamento e de principal e juros de financiamentos devidos no período.

Com relação à dívida, em 31/03/2025, a dívida bruta alcançou US\$ 64,5 bilhões, representando um crescimento de 6,9% em relação a 31/12/2024, principalmente em função do início da operação do FPSO afretado Almirante Tamandaré de Búzios 7 e a prorrogação do contrato do FPSO de Cidade de Angra dos Reis até 2030, que resultou no reconhecimento de US\$ 3 bilhões (parcela Petrobras) no endividamento da Companhia. Já a dívida líquida atingiu US\$ 56 bilhões, um aumento de 7,3% em comparação com 31/12/2024.

A relação dívida bruta/EBITDA Ajustado foi de 1,67x em 31/03/2025 em comparação com 1,49x em 31/12/2024.

A Petrobras encerrou o período com caixa e equivalentes de caixa totalizando US\$ 4,7 bilhões e as disponibilidades ajustadas somando US\$ 8,5 bilhões.

Em milhões	31/12/24		31/03/25	
Dívida bruta ⁽¹⁾	R\$ 373.467	US\$ 60.311	R\$ 370.314	US\$ 64.491
Disponibilidades ajustadas ⁽²⁾	R\$ 49.978	US\$ 8.071	R\$ 48.566	US\$ 8.457
Dívida Líquida	R\$ 323.489	US\$ 52.240	R\$ 321.748	US\$ 56.034

(1) Composta por dívida financeira (mercado de capitais, bancário, bancos de fomento, agências de crédito à exportação e outros) e arrendamentos.

(2) Somatório de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de alta liquidez - conversíveis em dinheiro em até três meses.

Com relação ao patrimônio líquido consolidado da Companhia, a redução para R\$ 367,51 bilhões em 2024, comparado a R\$ 382,34 bilhões em 2023, decorreu, principalmente, da aprovação de dividendos adicionais ao exercício de 2023, pela AGO de 2024, e pelas antecipações de dividendos de 2024, atualizadas monetariamente, com utilização de reservas, além dos efeitos líquidos do ajuste acumulado de conversão em investidas e do hedge de fluxo de caixa de exportação, compensados pelo lucro do exercício.

O aumento para R\$ 397,60 bilhões no 1T25, comparado a R\$ 367,51 bilhões em dezembro de 2024, decorreu, principalmente, do lucro líquido do período, além dos efeitos líquidos do ajuste acumulado de conversão em investidas e do hedge de fluxo de caixa de exportação.

Adicionalmente, no 1º trimestre de 2025, houve cancelamento de ações, sem redução do capital social. Para mais informações do patrimônio líquido, ver nota explicativa 25 - Patrimônio líquido, das demonstrações financeiras intermediárias de 31 de março de 2025.

As informações sobre o resultado da Petrobras, estão nos itens 2.1h e 2.2. deste formulário.

b. estrutura de capital

A tabela abaixo apresenta a estrutura de capital da Petrobras, medida pelo indicador dívida bruta em relação à capitalização total, representativa do padrão de financiamento de suas operações:

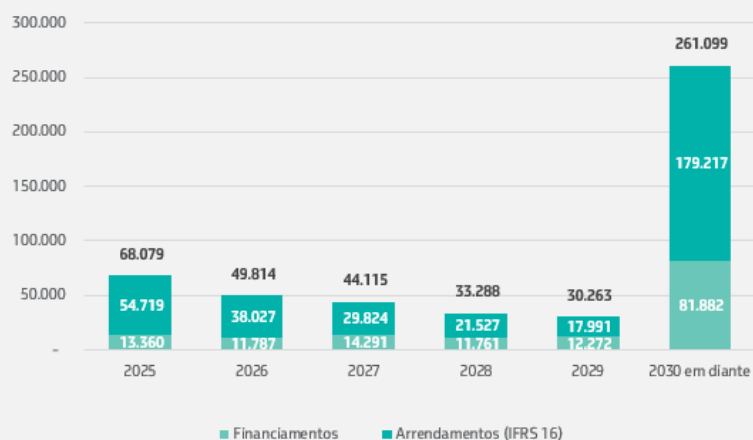
Em milhões de reais	31/12/2024	31/03/2025
Patrimônio Líquido (Capital Próprio)	367.514	397.603
Empréstimos e financiamentos (incluindo arrendamento) circulantes e não circulantes - Dívida Bruta	373.467	370.314
Capital Próprio + Dívida Bruta ("Total")	740.981	767.917
Capital Próprio/Total	50%	52%
Dívida Bruta/Total	50%	48%

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia acredita que: com a sua posição de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários que possuem alta liquidez, de R\$ 50 bilhões em 2024 e R\$ 48,6 bilhões no 1T25; associados à manutenção de uma forte geração de caixa operacional, conforme previsto no PN 2025-29; e eventual acesso às fontes tradicionais de financiamento; possui capacidade de pagamento em relação aos compromissos assumidos sem que haja comprometimento de sua saúde financeira.

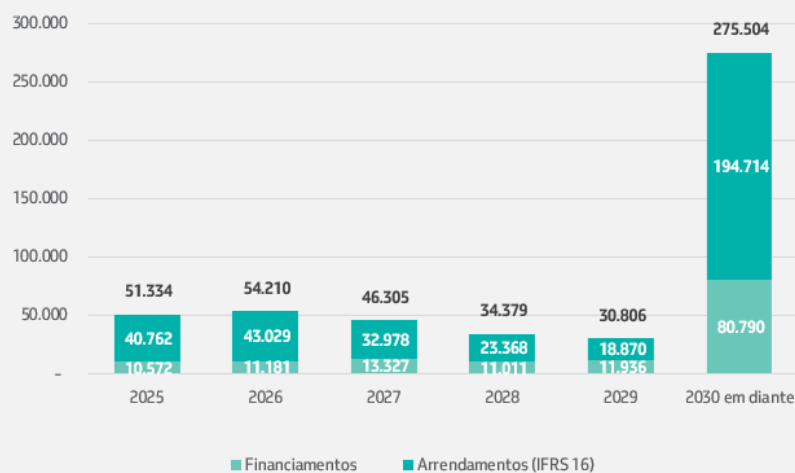
Para mais informações sobre a geração de caixa prevista no PN 2025-29, ver o item "2.10.ii".

Segue abaixo o perfil de amortização em 31/12/2024 (em R\$ milhões)*:



- Valores compostos por pagamentos futuros nominais de arrendamentos e principal da dívida de financiamentos.

Segue abaixo o perfil de amortização em 31/03/2025 (em R\$ milhões)



- Valores compostos por pagamentos futuros nominais de arrendamentos e principal da dívida de financiamentos.

Informações detalhadas sobre as obrigações da Companhia podem ser acessadas na nota explicativa 30 - Financiamentos das demonstrações financeiras de 2024 e na nota explicativa 23 - Financiamentos das demonstrações financeiras intermediárias de 31 de março de 2025.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Em 2024 e no 1T25, a principal fonte de financiamento da Petrobras foi a sua própria geração de caixa operacional. Para mais informações, ver item h (análise do fluxo de caixa).

Adicionalmente, em 2024, a Companhia captou recursos de terceiros no montante total de R\$ 12 bilhões e realizou operações de recompra e resgate de R\$ 14,6 bilhões de títulos no mercado de capitais internacional e pré-pagamento de R\$ 1,3 bilhões de empréstimo no mercado bancário internacional, visando otimizar sua estrutura de capital. Essas operações de dívida foram realizadas diretamente ou por meio de uma de suas subsidiárias integrais e estão totalizadas na tabela abaixo:

<i>Captações no mercado de capitais e mercado bancário</i>				
<i>Período</i>	<i>Em milhões de US\$</i>		<i>Em milhões de R\$</i>	
<i>2024</i>	<i>Internacional</i>	<i>Doméstico</i>	<i>Internacional</i>	<i>Doméstico</i>
<i>Mercado de capitais</i>	978	-	5.421	-
<i>Mercado bancário</i>	-	1.122	-	6.449
<i>Outros</i>	19	10	102	55

<i>Pagamentos antecipados</i>				
	<i>Em milhões de US\$</i>		<i>Em milhões de R\$</i>	
<i>Período</i>	<i>Internacional</i>	<i>Doméstico</i>	<i>Internacional</i>	<i>Doméstico</i>
<i>2024</i>	2.762	-	15.866	-

Dentre as operações mais relevante de captação de recursos e gerenciamento de dívida ocorrida em 2024, destaca-se:

- resgate antecipado aos investidores dos títulos 5,299% Global Notes com vencimento em 2025, totalizando o valor de US\$ 606,7 milhões de resgate;
- resgate antecipado aos investidores dos títulos 6,25% Global Notes com vencimento em 2026, totalizando o valor de £ 477,8 milhões de resgate;
- a conclusão da oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), em setembro, por meio de sua subsidiária integral Petrobras Global Finance (PGF), no valor de US\$ 1,0 bilhão com vencimentos em 2035;
- conclusão da oferta de recompra de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), em setembro, por meio de sua subsidiária integral Petrobras Global Finance (PGF). O volume de principal validamente entregue pelos investidores, excluídos juros capitalizados e não pagos, foi US\$ 941,9 milhões; e
- resgate antecipado aos investidores dos títulos 4,750% Global Notes com vencimento em 2025, totalizando o valor de € 273,5 milhões de resgate.

Já no 1T25, a Companhia captou recursos de terceiros no montante total de R\$ 3 bilhões, destacando-se uma operação de longo prazo no valor de R\$ 2,99 bilhões no mercado bancário nacional.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

A Petrobras projeta para o ano de 2025 uma geração operacional de caixa suficiente para suportar todos os investimentos de projetos previstos para o primeiro ano do seu Plano de Negócios (PN 2025-29), resultando, portanto, em um fluxo de caixa livre positivo, que será utilizado de forma a garantir adequada liquidez e a solvência da Companhia.

Ademais, no horizonte do PN 2025-29 está prevista a captação de financiamentos, líquidos de amortizações. Para mais informações, ver o item “2.10.ii”.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

As informações sumarizadas sobre os financiamentos da Companhia em 31 de dezembro de 2024 estão apresentadas a seguir, em milhões de reais:

	Consolidado							
Vencimento em	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total ⁽¹⁾	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$):	13.509	9.063	13.288	9.564	3.724	52.607	101.755	98.748
Indexados a taxas flutuantes ⁽²⁾	12.121	6.953	9.088	3.241	891	1.760	34.054	
Indexados a taxas fixas	1.388	2.110	4.200	6.323	2.833	50.847	67.701	
Taxa média a.a.	6,3%	6,5%	5,9%	5,5%	6,1%	6,6%	6,5%	
Financiamentos em Reais (R\$):	2.015	2.475	735	741	4.878	21.762	32.606	29.938
Indexados a taxas flutuantes ⁽³⁾	1.055	691	187	187	187	18.755	21.062	
Indexados a taxas fixas	960	1.784	548	554	4.691	3.007	11.544	
Taxa média a.a.	9,6%	10,6%	10,7%	10,6%	10,1%	8,0%	9,6%	
Financiamentos em Euro (€):	127	-	-	791	142	2.297	3.357	3.365
Indexados a taxas fixas	127	-	-	791	142	2.297	3.357	
Taxa média a.a.	4,5%	-	-	4,6%	4,7%	4,7%	4,6%	
Financiamentos em Libras (£):	236	-	-	-	2.275	3.197	5.708	5.498
Indexados a taxas fixas	236	-	-	-	2.275	3.197	5.708	
Taxa média a.a.	6,1%	-	-	-	6,1%	6,6%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2024	15.887	11.538	14.023	11.096	11.019	79.863	143.426	137.549

Taxa média a.a.	7,0%	7,4%	7,1%	6,9%	7,3%	6,6%	6,8%	–

- (1) Em 31 de dezembro de 2024, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 12,52 anos (11,38 anos em 31 de dezembro de 2023).
(2) Operações com indexador variável + spread fixo.
(3) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

As informações sumarizadas sobre os financiamentos da Companhia em 31 de março de 2025 estão apresentadas a seguir, em milhões de reais:

	Consolidado							
Vencimento em	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total ⁽¹⁾	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$):	11.550	8.392	12.318	8.891	4.169	48.033	93.353	91.802
Indexados a taxas flutuantes ⁽²⁾	10.670	6.434	8.430	3.004	826	1.632	30.996	
Indexados a taxas fixas	880	1.958	3.888	5.887	3.343	46.401	62.357	
Taxa média a.a.	6,2%	6,4%	5,8%	5,4%	6,1%	6,6%	6,4%	
Financiamentos em Reais (R\$):	816	2.884	710	681	5.133	24.746	34.970	32.024
Indexados a taxas flutuantes ⁽³⁾	741	706	181	181	181	21.779	23.769	
Indexados a taxas fixas	75	2.178	529	500	4.952	2.967	11.201	
Taxa média a.a.	9,0%	10,5%	10,6%	10,7%	10,6%	8,8%	9,8%	
Financiamentos em Euro (€):	73	11	–	764	136	2.221	3.205	3.196
Indexados a taxas fixas	73	11	–	764	136	2.221	3.205	
Taxa média a.a.	4,6%	4,6%	–	4,6%	4,7%	4,7%	4,6%	
Financiamentos em Libras (£):	59	41	-	–	2.172	3.051	5.323	5.201
Indexados a taxas fixas	59	41	-	–	2.172	3.051	5.323	
Taxa média a.a.	6,1%	6,1%	-	–	6,1%	6,6%	6,3%	
Total em 31 de março de 2025	12.498	11.328	13.028	10.336	11.610	78.051	136.851	132.223
Taxa média a.a.	6,9%	7,4%	7,1%	7,1%	7,6%	6,7%	6,9%	–

- (4) Em 31 de março de 2025, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 12,19 anos (12,52 anos em 31 de dezembro de 2024).
(5) Operações com indexador variável + spread fixo.
(6) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

Em 31 de dezembro de 2024, o prazo médio de vencimento da dívida ficou em 12,52 anos (calculado considerando a quantidade de dias corridos entre a data de referência e a data de vencimento da dívida, multiplicado pela parcela

da amortização do principal, dividido pela soma das amortizações do principal da dívida, com esse resultado apurado sendo dividido por 365 dias).

Em 1T25, o prazo médio de vencimento da dívida ficou em 12,19 anos.

O saldo consolidado por tipo de financiamento encontra-se abaixo:

Valores em R\$ milhões	31/12/2024	31/03/2025
Mercado bancário	17.512	20.159
Mercado de capitais	13.775	13.425
Bancos de fomento ⁽¹⁾	3.146	3.091
Outros	13	13
Total no país	34.446	36.688
Mercado bancário	22.853	21.454
Mercado de capitais	75.949	70.166
Agência de crédito à exportação	9.341	7.787
Outros	837	756
Total no exterior	108.980	100.163
Total de financiamentos	143.426	136.851

(1) Inclui BNDES.

No 4T24 o saldo em mercado de capitais é composto principalmente por R\$ 72,6 bilhões em global notes, emitidas no exterior pela Petrobras Global Finance B.V. - PGF, localizada nos Países Baixos, R\$ 8,5 bilhões em debêntures e R\$ 4,8 bilhões em notas comerciais escriturais, emitidas no Brasil pela Petrobras.

No 1T25, o saldo em mercado de capitais é composto principalmente por R\$ 67,0 bilhões em global notes, emitidas no exterior pela Petrobras Global Finance B.V. - PGF, localizada nos Países Baixos, R\$ 8,1 bilhões em debêntures e R\$ 4,8 bilhões em notas comerciais escriturais, emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2026 e 2115. As debêntures e as notas comerciais, com vencimentos entre 2026 e 2037.

O saldo do mercado bancário é composto por empréstimos e financiamentos bancários com vencimentos entre 2025 e 2040.

A Petrobras ainda possui linhas de crédito rotativas contratadas no Brasil, no valor de R\$ 6,0 bilhões, com vencimentos em 2029 e 2030, e no exterior, em conjunto com sua subsidiária integral Petrobras Global Trading - PGT, no valor de US\$ 7,05 bilhões, com vencimentos em 2026 e 2028, as quais podem ser utilizadas em casos de contingência de liquidez.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia não possui, na data de divulgação deste relatório, outras relações de longo prazo com instituições financeiras.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação contratual entre as dívidas corporativas quirográficas (dívidas sem direitos reais de garantias ou privilégios em relação às outras) da Companhia. As dívidas financeiras que possuem garantia real contam com as preferências e prerrogativas previstas em lei.

Em 31 de dezembro de 2024, a totalidade de empréstimos, financiamentos e títulos da dívida da Companhia era de R\$ 143,4 bilhões. Desse montante 88,1% (R\$ 126,3 bilhões) correspondia à obrigação de natureza quirográfia e 11,9% (R\$ 17,1 bilhões) correspondia a obrigações com garantias reais.

Em 31 de março de 2025, a totalidade de empréstimos, financiamentos e títulos da dívida da Companhia era de R\$ 136,9 bilhões. Desse montante 88,4% (R\$ 121,0 bilhões) correspondia à obrigação de natureza quirográfia e 11,6% (R\$ 15,9 bilhões) correspondia a obrigações com garantias reais.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

A Companhia não possui *covenants* relacionados a indicadores financeiros nos contratos de financiamento.

A Companhia possui outras obrigações relacionadas aos contratos de financiamento, como:

- a apresentação das demonstrações contábeis no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício;
- cláusulas de *Negative pledge/Permitted liens*, em que a Petrobras e suas subsidiárias se comprometem a não criar gravames, que excedam 15% ou 20%, conforme o contrato, sobre seus ativos consolidados para garantia de dívidas além dos gravames permitidos;
- cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios, incluindo (mas não limitado) leis ambientais;
- cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador, quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento;
- cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos E.U.A. (incluindo, mas não limitado ao *Office of Foreign Assets Control* - OFAC, Departamento de Estado e Departamento de Comércio), pela União Europeia e pelas Nações Unidas; e
- cláusulas que restringem a alteração do controle acionário da Companhia, sem a prévia notificação ao credor e de alienação de ativos, desde que a referida alienação cause um efeito adverso material sobre a Companhia.

Em 2024 e no 1T25, não houve a caracterização do descumprimento de *covenant* dos contratos financeiros da Companhia.

Se a Companhia descumprir alguma das obrigações mencionadas acima ou for incapaz de remediar ou continuar não atendendo as obrigações dentro do período de cura que varia entre 30 e 60 dias (dependendo do contrato) após ter recebido uma notificação por escrito do(s) credor(es) especificando tal inadimplemento ou violação e exigindo que fosse remediado e declarando que tal notificação é um "Aviso de Inadimplemento", isso pode ser declarado um Evento de Inadimplência e, ocasionalmente, a dívida relacionada a esse contrato será considerada vencida e exigível.

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas possuem contratos com cláusulas de vencimento antecipado cruzado (*cross acceleration*) que representam 97% do saldo devedor da dívida financeira consolidada tanto em 31/12/2024, quanto em 31/03/2025. O montante agregado de vencimento antecipado, que aciona essas cláusulas, varia entre US\$ 100 milhões e US\$ 200 milhões.

Os contratos mais relevantes que possuem tal cláusula são:

Identificação	Saldo Devedor em aberto (R\$ milhões) 31/12/2024	Saldo Devedor em aberto (R\$ milhões) 31/03/2025
Bond PETBRA 6 3/4 01/27/41	4.625	4.220
Bond PETBRA 7 1/4 03/17/44	5.422	4.939
Bond PETBRA 6 7/8 01/20/40	4.500	4.102
Bond PETBRA 5 5/8 05/20/43	2.086	1.962
Bond PETBRA 6.85 06/05/15	7.297	6.909
Bond PETBRA 5 3/8 10/01/29	2.305	2.230
Bond PETBRA 6 5/8 01/16/34	3.402	3.092
Bond PETBRA 8 3/4 05/23/26	2.129	2.018
Bond PETBRA 7 3/8 01/17/27	4.338	3.946
Bond PETBRA 5.999 01/27/28	6.493	5.952
Bond PETBRA 5 3/4 02/01/29	2.900	2.653
Bond PETBRA 5.093 01/15/30	2.189	2.010
bond PETBRA 5.6 01/03/31	5.363	4.902
bond PETBRA 6 3/4 06/03/50	1.201	1.133
Bond PETBRA 6,9 03/19/49	2.938	2.679
Bond PETBRA 5 1/2 06/10/51	3.374	3.174
Bond PETBRA 6 ½ 07/03/33	5.855	5.344
Bond PETBRA 6.00 01/13/35	6.171	5.696
Schuldschein - Deutsche Bank 2038	1.255	1.228
6ª Emissão de Debêntures Simples	4.454	4.055
7ª Emissão de Debêntures Simples	4.031	4.095
1ª emissão de Notas Comerciais Escriturais	3.129	3.038
2ª emissão de Notas Comerciais Escriturais	1.685	1.746
Bradesco	2.099	1,756
Bradesco	1.029	861
CDB	3.300	3.116
CDB	1.414	1.335
CDB	10.308	9.749
The Export-Import Bank of China	2.542	2.050
Banco do Brasil	2.994	3.098
Banco do Brasil	3.473	3.596
Banco do Brasil	2.495	2.428
Credit Agricole	1.062	990
The Export-Import Bank of China	3.423	2.960
MUFG	7.829	7.253
Banco do Brasil	2.989	3.092
Citibank	1.861	1.753
Banco do Brasil	-	3.072

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Cumpridas as condições precedentes dos contratos, em 31 de dezembro de 2024 e em 31 de março de 2025, estavam disponíveis para saque os valores abaixo:

<i>Empresa</i>	<i>Contratado</i>	<i>Utilizado</i>	<i>Saldo</i>	<i>Percentual já utilizado</i>
No exterior (em US\$ milhões)				
PGT BV	7.050	-	7.050	0%
No país (em R\$ milhões)				
Petrobras	6.000	-	6.000	0%
Transpetro	329	-	329	0%

h. alterações significativas em itens das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa

As informações financeiras contidas a seguir são relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, conforme Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) divulgadas em 26 de fevereiro de 2025.

Análise da Demonstração de Resultado Consolidado

DRE (em R\$ milhões)	Análise horizontal 2024 x 2023			
	2024	2023	R\$	%
Receita de vendas	490.829	511.994	(21.165)	(4,1)
Custo dos produtos e serviços vendidos	(244.367)	(242.061)	(2.306)	1,0
Lucro bruto	246.462	269.933	(23.471)	(8,7)
Vendas	(26.134)	(25.163)	(971)	3,9
Gerais e Administrativas	(9.931)	(7.952)	(1.979)	24,9
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(4.997)	(4.892)	(105)	2,1
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(4.281)	(3.619)	(662)	18,3
Tributárias	(6.708)	(4.444)	(2.264)	50,9
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(9.371)	(13.111)	3.740	(28,5)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(44.372)	(19.930)	(24.442)	122,6
Despesas (Receitas) Operacionais	(105.794)	(79.111)	(26.683)	33,7
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	140.668	190.822	(50.154)	(26,3)
Receitas financeiras	10.488	10.821	(333)	(3,1)
Despesas financeiras	(32.093)	(19.542)	(12.551)	64,2
Var. monetárias e cambiais líquidas	(60.866)	(3.140)	(57.726)	1.838,4
Resultado financeiro líquido	(82.471)	(11.861)	(70.610)	595,3
Resultado de participações em investidas	(3.467)	(1.480)	(1.987)	134,3
Lucro antes dos impostos	54.730	177.481	(122.751)	(69,2)
Imposto de renda e contribuição social	(17.721)	(52.315)	34.594	(66,1)
Lucro do exercício	37.009	125.166	(88.157)	(70,4)

Atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras	36.606	124.606	(88.000)	(70,6)
Acionistas não controladores	403	560	(157)	(28,0)
Lucro do exercício	37.009	125.166	(88.157)	(70,4)

O ambiente externo, ao longo de 2024, foi marcado pela redução de 2% no Brent e queda de 39% no *crackspread* do diesel. Mesmo com esses fatores, a Petrobras atingiu EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos de R\$ 245,8 bilhões, 11% inferior em relação a 2023, refletindo deterioração do ambiente externo com a redução do preço do petróleo e das margens internacionais do segmento de refino, além de menores volume de produção de petróleo.

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

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

No 1T25, as alterações significativas em itens das demonstrações de resultado estão refletidas abaixo:

R\$ milhões	1T25	4T24	1T24	Variação (%)	
				1T25 X 4T24	1T25 X 1T24
Receita de vendas	123.144	121.268	117.721	1,5	4,6
Lucro bruto	60.709	58.136	60.701	4,4	–
Despesas operacionais	(18.164)	(43.081)	(16.217)	(57,8)	12,0
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	35.209	(17.044)	23.700	–	48,6
Lucro líquido sem eventos exclusivos- Acionistas Petrobras (*)	23.589	17.700	26.842	33,3	(12,1)
EBITDA ajustado	61.084	40.968	60.044	49,1	1,7
EBITDA ajustado sem eventos exclusivos (*)	62.281	57.508	61.523	8,3	1,2

(*) Vide reconciliação do Lucro líquido e EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos divulgada no Relatório de Desempenho 1T25, arquivado na CVM em 12/05/25 e disponibilizado no site da Companhia em <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>.

No 1T25, o EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos alcançou R\$ 62,3 bilhões, um aumento de 8% em comparação ao 4T24, impulsionado, principalmente, pelo aumento da produção de petróleo, maiores vendas de petróleo no mercado externo e interno e pelo aumento nos *crackspreads* de diesel.

O lucro líquido, também sem eventos exclusivos, foi de US\$ 23,6 bilhões, um aumento de 33,3% em relação ao 4T24. Considerando-se os eventos exclusivos, o lucro líquido atingiu R\$ 35,2 bilhões em função da melhora no resultado financeiro, positivo em R\$ 10,6 bilhão, beneficiado pela valorização de 7% do câmbio no final do período, refletindo os efeitos da variação cambial sobre as dívidas entre a Petrobras e suas subsidiárias no exterior.

Análise do Fluxo de Caixa

DFC (em R\$ milhões)	31/12/24	31/03/25
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	204.037	49.338

Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos	(72.363)	(10.235)
Recursos líquidos (utilizados) nas atividades de financiamentos	(179.974)	(31.444)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	6.941	(953)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	(41.359)	6.706
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	61.613	20.254
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	20.254	26.960

Em 2024, a diferença entre a geração e a aplicação dos recursos resultou em uma redução de R\$ 41,4 bilhões no caixa e equivalentes de caixa da Companhia, que encerrou o ano de 2024 com saldo de 20,2 bilhões.

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

A Companhia captou R\$ 12 bilhões destacando-se: (i) a oferta de títulos no mercado de capitais internacional (*Global Notes*) no valor de R\$ 5,4 bilhões com vencimento em 2035; e (ii) captações no mercado bancário nacional no valor de R\$ 6,4 bilhões.

No 1T25, a diferença entre a geração e a aplicação dos recursos resultou em um aumento de R\$ 6,7 bilhões no caixa e equivalentes de caixa da Companhia, que encerrou o período de 31 de março de 2025 com saldo de 26,9 bilhões.

Os recursos gerados pelas atividades operacionais alcançaram R\$ 49,3 bilhões e o fluxo de caixa livre positivo totalizou R\$ 26,0 bilhões. Esse nível de geração de caixa foi utilizado para: (a) realizar investimentos (R\$ 23,3 bilhões); (b) remunerar os acionistas (R\$ 16,6 bilhões); (c) amortizar passivos de arrendamento (R\$ 12,2 bilhões); e (d) amortizar o principal e juros devidos no período (R\$ 5,7 bilhões).

A Companhia captou R\$ 3 bilhões no mercado bancário nacional.

Para mais detalhes dos resultados de 2024 e 1T25, incluindo comparações dos períodos e detalhes dos resultados por segmento, ver as Demonstrações Financeiras e o relatório de Desempenho Financeiro de 2024 e do 1T25, arquivados na CVM em 26 de fevereiro de 2025 e 12 de maio de 2025, respectivamente, e divulgados no site da Companhia em <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>.

2.2 Os diretores devem comentar:

a. resultados das operações do emissor, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

As receitas advêm de:

- vendas no mercado interno, que consistem em vendas de derivados de petróleo (tais como: diesel, gasolina, gás liquefeito de petróleo (GLP), querosene de aviação (QAV), nafta e óleo combustível), gás natural, petróleo, renováveis e nitrogenados, energia elétrica, receitas de direitos não exercidos (breakage), serviços e outras receitas;
- vendas no mercado externo, com destaque: (i) para as exportações, principalmente vendas de petróleo, óleo combustível e outros derivados; e (ii) para as vendas no exterior, incluindo as operações de trading offshore; e
- outras receitas, incluindo o resultado com alienações de ativos e com participações em investidas.

Individualmente, o produto mais importante em termos de geração de receita em 2024 e no 1T25 foi o diesel, representando, respectivamente, cerca de 30% e 31% da receita de vendas total da Companhia.

RECEITAS DE VENDAS POR PRODUTO (R\$ milhões)	2024	1T25
Diesel	147.911	38.360
Gasolina	68.404	17.340
Querosene de aviação (QAV)	24.282	6.566
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	17.073	4.282
Nafta	10.080	2.396
Óleo combustível (incluindo bunker)	5.183	967
Outros derivados de petróleo	22.992	5.440
Subtotal de derivados	295.925	75.351
Gás natural	25.244	5.162
Petróleo	23.283	8.208
Energia elétrica	4.052	810
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	2.338	284
Renováveis e nitrogenados	1.232	310
Serviços, agenciamentos e outros	4.337	968
Mercado interno	356.411	91.093
Exportações	129.652	31.405
Vendas no exterior	4.766	646
Mercado externo	134.418	32.051
Receitas de vendas	490.829	123.144

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Exercício findo em 31/12/2024

- Aumento de reservas provadas, alcançando um índice de reposição de reservas (IRR) de 154% e relação reservas produção (R/P) de 13,2 anos

- Início de produção do FPSO Maria Quitéria e do FPSO Marechal Duque de Caxias e atingimento do topo de produção do navio-plataforma Sepetiba
- Estabelecimento de novos recordes anuais de produção total própria e operada no pré-sal, com 2,2 milhões de boed e 3,2 milhões de boed, respectivamente. O volume de produção no pré-sal representa 81% da produção total da companhia em 2024
- O fator de utilização total (FUT) em 2024 foi de 93%, a maior utilização do parque de refino dos últimos 10 anos considerando as refinarias atuais da Petrobras
- Alcance de recorde de 70% de participação do óleo do pré-sal na carga processada e registro de recordes de produção de gasolina (420 mil bpd) e diesel S-10 (452 mil bpd)
- Início da operação comercial da UPGN do Complexo de Energias Boaventura e a entrada em operação da SNOx da RNEST.

Exercício findo em 31/03/2025

- Produção total de óleo e gás natural de 2,77 milhões de boed, correspondente a um aumento de 5,4% em relação ao 4T24
- Início da produção do FPSO Almirante Tamandaré (Búzios 7) no dia 15 de fevereiro no Campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos. O FPSO tem potencial para produzir diariamente até 225 mil barris de óleo (bpd) e processar 12 milhões de metros cúbicos de gás
- Confirmação de novas descobertas na Bacia de Campos (Bloco Norte de Brava), na Bacia de Santos (Aram e Búzios) e conclusão do TRF (Teste de Formação a Poço Revestido) na Colômbia (poço Sirius -2)
- Conclusão da ancoragem do FPSO Alexandre de Gusmão (180 mbpd), em Mero 4
- Conclusão da obra do revamp do Trem 1 da RNEST, o que expandiu a capacidade de processamento de 115 para 130 mil barris de petróleo por dia
- Foi alcançado o patamar de 73% de processamento do óleo do pré-sal, 2 p.p. acima do 4T24, e de 69% de participação de diesel, gasolina e QAV (derivados de alto valor agregado) no volume total de produção
- Início da operação comercial do 2º módulo da UPGN do Complexo de Energias Boaventura, elevando a capacidade total de processamento de 10,5 para 21 MM m³/d de gás
- Venda, pela primeira vez, de óleo combustível VLSFO (Very Low Sulfur Fuel Oil) com 24% de conteúdo renovável (B24) no mercado asiático
- Assinatura de contrato com a estatal indiana Bharat Petroleum Corporation Limited (BPCL) para exportar até 6 milhões de barris de petróleo por ano a partir de 2025 (novos mercados para as nossas exportações de petróleo)
- Celebração e aditamento de contratos de fornecimento de gás natural no mercado livre, totalizando um volume de 1,25 MMm³/d

Para mais informações a respeito do desempenho operacional, ver os Relatórios de Produção e Vendas do 4T24 e 1T25, arquivado na CVM em 3/02/25 e 29/04/25, respectivamente, e divulgado no site da Companhia <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>.

b. variações relevantes das receitas atribuíveis a introdução de novos produtos e serviços, alterações de volumes e modificações de preços, taxas de câmbio e inflação

As receitas de vendas relativas a exportações e as receitas com vendas no mercado interno dos derivados parametrizados ao mercado internacional são influenciadas por variações da taxa de câmbio e variações das cotações internacionais do petróleo. Em 2024, as receitas da Companhia foram impactadas pela redução de 2% no Brent e queda de 39% no *crackspread* do diesel. Já no 1T25 as receitas de vendas foram impulsionadas, principalmente, pelo aumento da produção de petróleo, maiores vendas de petróleo no mercado externo e interno e pelo aumento nos *crackspreads* de diesel.

Vale observar que além da maior parte das receitas de exportação serem constituídas em dólares norte-americanos, as receitas com vendas internas estão também indiretamente ligadas ao dólar norte-americano, tendo em vista a estratégia comercial estabelecida pela Companhia em maio de 2023, que tem como premissa preços competitivos por polo de venda, em equilíbrio com os mercados nacional e internacional, levando em consideração a melhor alternativa acessível aos clientes. Essa estratégia permite a Petrobras competir de forma mais eficiente, levando em consideração a sua participação no mercado, para otimização dos seus ativos de refino, e a rentabilidade de maneira sustentável.

As tabelas abaixo demonstram a principais cotações e volumes de venda, e suas respectivas variações, que impactam a receita da Companhia.

PRINCIPAIS COTAÇÕES E PREÇOS MÉDIOS						
	2024	2023	2024 x 2023 (%)	1T25	4T24	1T25 x 4T24 (%)
Cotações						
Brent médio (US\$/bbl)	80,76	82,62	-2,25	75,66	74,69	1,3
Dólar médio de venda (R\$)	5,39	4,99	8,02	5,84	5,84	—
Dólar final de venda (R\$)	6,19	4,84	27,89	5,74	6,19	7,3
Indicadores de preços médios						
Derivados básicos - mercado interno (R\$/bbl)	481,80	505,20	-4,63	505,84	485,55	4,2

VOLUME TOTAL DE VENDAS (mil barris/dia)	31/12/2024			31/03/2025		
	2024	2023	2024 x 2023	1T25	4T24	1T25 x 4T24
Diesel	725	746	-2,82	734	731	0,4
Gasolina	401	418	-4,07	398	432	(7,9)
Óleo combustível	28	33	-15,15	21	24	(12,5)
Nafta	70	68	2,94	62	75	(17,3)
GLP	214	206	3,88	205	212	(3,3)
QAV	110	104	5,77	115	117	(1,7)
Outros	171	169	1,18	161	167	(3,6)
Total de derivados	1.719	1.744	-1,43	1696	1.758	(3,5)
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	7	4	75,00	6	8	(25,0)
Petróleo	147	181	-18,78	202	134	50,7
Gás natural	206	226	-8,85	169	205	(17,6)
Total mercado interno	2.079	2.155	-3,53	2073	2.105	(1,5)
Exportação de petróleo, derivados e outros	798	806	-0,99	765	692	10,5

Vendas internacionais	37	45	-17,77	23	36	(36,1)
Total mercado externo	835	851	-1,88	788	728	8,2
Total geral	2.914	3.006	-3,06	2861	2.833	1,0

c. impactos relevantes da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

Resultado Operacional

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

No 1T25, o EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos aumentou 8% em comparação ao 4T24, refletindo o aumento da produção de petróleo, maiores vendas de petróleo no mercado externo e interno e pelo aumento nos *crackspreads* de diesel.

Resultado Financeiro

Por conta da desvalorização do câmbio final, o resultado financeiro de 2024 foi negativo em R\$ 82,5 bilhões. Além disso, houve reconhecimento, no 2T24, de despesas financeiras associadas à adesão à Transação Tributária, que foi positiva para a Companhia ao encerrar disputas bilionárias que traziam grande incerteza para o seu caixa.

No 1T25, houve melhora do resultado financeiro devido, principalmente, ao ganho com variação cambial do real frente ao dólar, que desvalorizou 13,7% no 4T24 (de R\$ 5,45/US\$ em 30/09/24 para R\$ 6,19/US\$ em 31/12/24) e valorizou 7,3% no 1T25 (de R\$ 6,19/US\$ em 31/12/24 para R\$ 5,74/US\$ em 31/03/25).

No exercício findo em 31 de dezembro de	2024	2023	2024 x 2023(%)	1T25	4T24	1T25 x 4T24
Receitas Financeiras	10.488	10.821	-3,1	1.737	2.541	(31,6)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	8.072	8.258	-2,3	1.305	1.936	(32,6)
Outros	2.416	2.563	-5,7	432	605	(28,6)
Despesas Financeiras	(32.093)	(19.542)	64,2	(5.744)	(6.269)	(8,4)
Despesas com financiamentos	(11.560)	(11.309)	2,2	(2.722)	(3.032)	(10,2)
Despesas com arrendamentos	(12.235)	(8.886)	37,7	(3.633)	(3.604)	0,8
Ágio na recompra de títulos de dívida	(96)	(22)	336,4			
Encargos financeiros capitalizados	8.478	6.431	31,8	2.624	2.414	8,7
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(5.362)	(4.282)	25,2	(1.861)	(1.330)	39,9
Adesão à Transação Tributária	(9.600)	- 0 -	-		103	
Outros	(1.718)	(1.474)	16,6	(152)	(820)	(81,5)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(60.866)	(3.140)	1838,4	14.602	(31.207)	-
Variações cambiais	(46.500)	11.212	-514,7	18.131	(26.727)	-
Reclassificação do <i>hedge accounting</i>	(16.246)	(18.846)	-13,8	(4.228)	(5.116)	(17,4)
Adesão à Transação Tributária	(1.451)	- 0 -	-		(188)	

Atualização monetária de dividendos antecipados/dividendos a pagar ⁽¹⁾	(1.359)	(1.506)	-9,8	(376)	522	-
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios	- 0 -	1.156	-			-
Atualização monetária de impostos a recuperar	505	1.016	-50,3	336	89	277,5
Outros	(4.185)	3.828	-209,3	739	213	246,9
Total	(82.471)	(11.861)	595,3	10,595	(34.935)	-

(1) Em 2024, refere-se à receita sobre a atualização monetária dos dividendos antecipados pagos, no valor de R\$ 621 (R\$ 1.063, em 2023), e à despesa sobre os dividendos a pagar, no valor de R\$ 1.980 (R\$ 2.569 em 2023).

2.3 Os diretores devem comentar:

- a. mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos campos 2.1 e 2.2**

Não houve mudanças nas práticas contábeis e nos métodos de cálculo utilizados na preparação das demonstrações financeiras anuais da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

- b. opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor**

Não houve opinião modificada no parecer dos auditores independentes às demonstrações contábeis de 2024.

2.4. Os diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Sem alteração em relação a 2023.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Em 2024, a Companhia não constituiu, adquiriu ou alienou participação societária relevante.

No entanto, a Companhia transferiu participações minoritárias na Brentech Energia S.A., onde detinha 30%, e na UEG Araucária (UEGA), com uma participação de 18,8%. Essas transferências estavam previstas no PE 2024-28+ e não tiveram impactos significativos nas demonstrações financeiras da Petrobras.

c. eventos ou operações não usuais

RMNR - Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho

A Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho ("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 Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes.

A Companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF. Como existiam várias ações judiciais em diversas fases processuais, a Companhia acompanha a aplicação do entendimento do STF aos respectivos processos, os quais vêm sendo encerrados conforme seus andamentos no Judiciário.

Eventos decorrentes da "Operação Lava Jato"

Em março de 2014, a Operação Lava Jato, investigação conduzida pela Polícia Federal e pelo Ministério Público Federal com o objetivo de apurar irregularidades em operações envolvendo a Administração Pública Federal, passou a concentrar parte de suas investigações em contratos de fornecimento de bens e serviços para a Petrobras. As investigações apuraram indícios de pagamentos indevidos a partidos políticos, agentes políticos e outros, incluindo alguns ex-executivos e empregados da Petrobras.

A Companhia tem colaborado com os trabalhos do Ministério Público Federal, Polícia Federal, Receita Federal e outras autoridades competentes desde o início das investigações.

A Petrobras é oficialmente reconhecida como vítima dos crimes apurados e continuará adotando as medidas legais cabíveis contra as pessoas físicas e jurídicas, incluindo ex-empregados e agentes políticos, que causaram danos financeiros e de imagem à Petrobras. Como vítima, a Companhia já recebeu ressarcimentos decorrentes de acordos de colaboração, acordos de leniência, renúncias e repatriações, conforme divulgado na nota explicativa 22 das demonstrações financeiras de 2024.

Nos últimos anos, algumas condenações proferidas em ações penais decorrentes das referidas investigações foram declaradas nulas pelos tribunais superiores, em razão de discussões sobre competência do órgão julgador, validade das provas utilizadas nos processos e outras alegações. Ainda há medidas judiciais em curso com o objetivo de

anular condenações criminais relacionadas à investigação. Esses processos ainda estão em andamento e seus desfechos podem afetar os interesses da Companhia.

Seguem abaixo operações não usuais relevantes que impactaram a Companhia em 2023 ou que ainda podem impactá-la, em decorrência das referidas investigações:

a. 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 Rotterdam, contra a Petrobras e suas subsidiárias Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF) e sua antiga subsidiária Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), além de alguns ex-gestores da Companhia.

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

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

Em 2021 e 2022, as partes apresentaram suas alegações e defesas por escrito em relação ao mérito da ação. A Corte marcou audiências para alegações orais, que ocorreram nos dias 17 e 24 de janeiro de 2023.

Em 26 de julho de 2023, a Corte emitiu decisão intermediária de mérito, determinando a produção de prova, em relação à qual as partes poderiam se manifestar antes da publicação da sentença de mérito. Além disso, o Tribunal adiantou os seguintes entendimentos, que foram posteriormente confirmados na sentença de mérito, dentre os quais: i) rejeição dos pedidos formulados contra PIB BV, PO&G e determinados ex-gestores da Petrobras; ii) o Tribunal declarou que a Petrobras e a PGF atuaram ilegalmente em relação aos seus investidores, embora não se considerasse suficientemente informado sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e de Luxemburgo para decidir definitivamente sobre o mérito da ação; e iii) os alegados direitos sob a legislação espanhola estão prescritos.

Em 30 de outubro de 2024, a Corte proferiu sentença em que acolheu amplamente os argumentos da Petrobras com relação aos pedidos apresentados em favor dos acionistas da Companhia e considerou que:

1. De acordo com a legislação brasileira, todos os danos alegados pela Fundação se qualificam como indiretos e não são passíveis de ressarcimento.
2. 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 rejeitou as alegações da Fundação de acordo com as leis brasileira e argentina, o que resulta na rejeição de todos os pedidos formulados em favor de acionistas.

Com relação a determinados detentores de bonds, a Corte 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 confirmou os seguintes pontos da decisão divulgada ao mercado em 26 de julho de 2023:

1. Rejeição das alegações contra a Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), a Prime Oil & Gas BV (POG BV) e os ex-Presidentes da Petrobras, Maria das Graças Silva Foster e José Sérgio Gabrielli de Azevedo.
2. Prescrição de pedidos formulados de acordo com a legislação espanhola.

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

Mesmo em relação a detentores de bonds, a Fundação não pode pedir indenização no âmbito da ação coletiva, o que dependerá não apenas de um resultado 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 a quantificação de eventuais danos, que deverão ser provados. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores mencionadas anteriormente.

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, 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 Apelações 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 caso a ação coletiva seja julgada favoravelmente aos interesses dos investidores.

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 produzir uma estimativa confiável da potencial perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras reitera sua condição de vítima do esquema de corrupção revelado pela Operação Lava-Jato e pretende apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

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

b. Arbitragens no Brasil

Foram instauradas contra a Petrobras sete arbitragens perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, vinculada à B3 - Brasil, Bolsa, Balcão. Seis delas foram instauradas por múltiplos investidores nacionais e estrangeiros. A outra, instaurada por associação que não é acionista da Companhia, pretende ser coletiva, mediante representação de todos os acionistas minoritários da Petrobras que adquiriram ações na B3 entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015. Os investidores pretendem que a Companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos revelados pela Operação Lava Jato.

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

Ademais, as pretensões formuladas são amplas e abrangem vários anos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas arbitragens. Como resultado, a Companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da perda potencial nas arbitragens.

A depender do desfecho de todos esses casos, a Companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período. Entretanto, a Petrobras não reconhece responsabilidade pelos supostos prejuízos alegados pelos investidores nestas arbitragens, tampouco o cabimento de arbitragem coletiva.

Em setembro de 2024, a arbitragem coletiva proposta por uma associação que pretendia representar investidores foi julgada favoravelmente à Companhia, tendo sido reconhecido que a referida associação não detinha legitimidade para propor demanda coletiva para representação de investidores de uma companhia de capital aberto.

Uma das arbitragens foi julgada favoravelmente à Petrobras. Dentre outros argumentos, o Tribunal Arbitral entendeu que os danos alegados pelos investidores são indiretos e, portanto, não indenizáveis. A sentença é final e não sujeita a recurso, sendo a arbitragem confidencial.

As demais arbitragens ainda estão em trâmite, seja em estágios preliminares, seja iniciando a fase de produção de provas.

Contudo, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, em maio de 2020, foi proferida sentença arbitral parcial que indica a responsabilidade da Companhia, mas não determina o pagamento de valores pela Petrobras, tampouco encerra o procedimento. Essa arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso, e a sentença parcial que não representa um posicionamento da Câmara de Arbitragem do Mercado - CAM, mas unicamente dos três árbitros que compõem este painel arbitral, não se estende às demais arbitragens existentes. Em julho de 2020, a Petrobras ingressou com ação judicial para anulação dessa sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Em novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença arbitral parcial, em razão dessas graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. Foi interposto recurso em face dessa decisão, sendo que a decisão do Tribunal de Justiça a respeito de tal pleito ainda não foi divulgada. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça.

Em 11/09/2024, a arbitragem coletiva foi julgada favoravelmente à Companhia, tendo o Tribunal Arbitral reconhecido a ilegitimidade da associação autora para propositura de demanda coletiva.

Em 09/01/2025, a Petrobras recebeu sentença arbitral final, em uma das arbitragens, na qual os árbitros entenderam que, com base no direito brasileiro, investidores não podem propor ação de indenização contra a companhia por danos indiretos, como aqueles relacionados à desvalorização do valor de ações.

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

c. Arbitragem na Argentina

Em setembro de 2018, a Petrobras foi citada na demanda arbitral proposta por Consumidores Damnificados Asociación Civil ("Associação") contra a Companhia e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o Tribunal Arbitral da Bolsa de Valores de Buenos Aires ("Tribunal Arbitral"). Entre outras questões, a Associação alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras na Argentina, em razão dos fatos revelados pela Operação Lava Jato.

Em junho de 2019, a Companhia informou que o Tribunal Arbitral reconheceu a desistência da arbitragem pelo fato de a Associação não ter pago a taxa de arbitragem no prazo estabelecido. A Associação recorreu ao Poder Judiciário argentino contra essa decisão, tendo sido rejeitados os recursos pelo Tribunal de Apelação em novembro de 2019. A Associação interpôs novo recurso dirigido à Suprema Corte da Argentina, cujo seguimento foi denegado,

razão pela qual a Associação apresentou novo recurso, o qual também foi negado, tendo a arbitragem sido enviada ao Tribunal Arbitral.

A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e irá se defender firmemente na arbitragem em referência.

d. Ação coletiva na Argentina

Em paralelo à arbitragem acima mencionada, em 10 de abril de 2023, a Petrobras compareceu em uma ação coletiva que foi proposta pela Consumidores Damnificados Asociación Civil (a “Associação”), perante a Corte Civil e Comercial de Buenos Aires, na Argentina, com a finalidade de apresentar defesa.

Entre outras questões, a Associação alega a responsabilidade da Companhia 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. Em 14 de maio de 2024, o juiz de primeira instância deferiu o pedido da Petrobras e ordenou o início de um incidente de certificação de classe.

Tal demanda não gera impactos financeiros e econômicos imediatos para a Companhia. A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e se defenderá com vigor das acusações formuladas.

e. Ações penais na Argentina

A Petrobras foi incluída como ré em ações penais na Argentina:

- i. Ação penal por alegado descumprimento da obrigação de publicar “fato relevante” na Argentina sobre a existência de uma ação coletiva movida por Consumidores Damnificados Asociación Civil para su Defensa (“Associação”) perante a Corte Comercial, de acordo com as disposições da lei argentina de mercado de capitais. Vale ressaltar que a Petrobras não foi citada no âmbito da referida ação coletiva durante o período em que foi listada na Bolsa de Buenos Aires. Em 4 de março de 2021, o Tribunal (Sala A da Camara Penal Econômico) decidiu que a competência para o julgamento desta ação penal deve ser transferida do Tribunal Econômico Criminal n° 3 da cidade de Buenos Aires para o Tribunal Econômico Criminal n° 2 dessa mesma cidade. 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.
- ii. Ação Penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015. Em 21 de outubro de 2021, após recurso da Associação, o Tribunal de Apelações revogou a decisão de primeira instância que havia reconhecido a imunidade de jurisdição da Petrobras e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se a Companhia poderia ser considerada criminalmente imune na Argentina para posterior reavaliação do tema. Após o juízo de primeira instância negar a imunidade de jurisdição à Petrobras, a Companhia recorreu ao Tribunal, que, em 27 de dezembro de 2022, considerou novamente a decisão de primeira instância prematura, determinando a emissão de uma terceira decisão. Em 30 de maio de 2023, a primeira instância negou o reconhecimento de imunidade de jurisdição, tendo sido apresentado um recurso contra essa decisão perante o Tribunal de Apelações, que reconheceu a imunidade da Petrobras em 18 de abril de 2024. A Associação recorreu contra essa decisão e, em 20 de dezembro de 2024, a Corte de Cassação reformou a decisão do Tribunal de Apelações para negar a imunidade de jurisdição da Petrobras, que, por sua vez, recorreu à Suprema Corte para restabelecer a decisão da Corte de Apelações. Em 27 de dezembro de 2024, antes do trânsito em julgado da decisão da Corte de Cassação, o juízo de primeira instância decretou o processamento da Petrobras e um embargo cautelar, o que foi objeto de recurso para o Tribunal de Apelações, que, em 03 de abril de 2025, revogou a decisão de processamento e o embargo cautelar. Em outro aspecto processual, em 15 de setembro de 2022 a Corte de Cassação reconheceu à Associação o direito de representar os consumidores financeiros. O recurso da companhia contra tal decisão foi rejeitado em 21 de fevereiro

de 2025. A Petrobras apresentou outras defesas processuais, que poderão ser rediscutidas em fases posteriores do processo. Esta ação penal está pendente perante o Tribunal Criminal Econômico nº 2 da cidade de Buenos Aires.

f. Ação judicial nos Estados Unidos relacionada à Sete Brasil Participações S.A. (“Sete”)

Em fevereiro de 2016, a EIG Management Company, LLC e alguns fundos afiliados (em conjunto denominados “EIG”) ajuizaram uma demanda perante a Corte Distrital do Distrito de Columbia em Washington, D.C. com relação à compra indireta de participações societárias na Sete Brasil, uma empresa criada para construir plataformas com alto conteúdo local. Nesse processo, a EIG alega que a Petrobras teria induzido os autores a investir na Sete Brasil e que era uma das responsáveis pela crise financeira da Sete, que entrou com processo de recuperação judicial no Brasil.

Em 2017, a Corte Distrital negou o pedido de arquivamento sumário apresentado pela Petrobras, tendo decidido que o processo deveria seguir para a fase de produção de provas. Houve a interposição de recursos por parte da Petrobras, tendo tal fase recursal perdurado até 16/01/2020, quando a decisão da Corte do Distrito de Colúmbia se tornou definitiva. Durante o ano de 2020, as partes se envolveram em extensas trocas de documentos e outras provas documentais. As partes também ouviram os depoimentos de diversas testemunhas dos fatos. Em 2021, além da continuidade de tais oitivas, foram produzidas provas periciais, bem como as partes apresentaram pedidos para que o caso fosse julgado sumariamente (*motion for summary judgment*).

Em 8 de agosto de 2022, o juiz acolheu o pleito da EIG quanto à responsabilidade da Petrobras pelos alegados prejuízos, mas negou o pedido de julgamento antecipado (*motion for summary judgment*) com relação a danos, com o que a concessão de indenização ficou sujeita à comprovação dos danos pela EIG em audiência de julgamento e à apreciação das defesas pela Companhia. Na mesma decisão, cujos reflexos foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia no 3T/2022, o juiz negou o pedido de extinção do processo com base na imunidade de jurisdição da Petrobras, razão pela qual foi apresentado recurso perante a Corte Federal de Apelações do Distrito de Colúmbia, que o rejeitou em junho de 2024. Em seguida, a Petrobras apresentou um pedido de reconsideração, que foi rejeitado em 24 de julho de 2024. Em função disso, o processo, que havia sido suspenso pelo juiz de primeira instância em 26 de outubro de 2022, em função da interposição do recurso pela Petrobras, teve seu curso retomado.

Em outro requerimento apresentado pela EIG, a Corte Distrital de Amsterdã concedeu medida cautelar em 26 de agosto de 2022, para bloquear determinados ativos da Petrobras na Holanda. A decisão foi fundamentada naquela proferida pela Corte Distrital do Distrito de Columbia, em 8 de agosto de 2022, e teve como propósito garantir a satisfação dos pedidos da EIG contidos no processo norte-americano mencionado anteriormente.

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 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 constitui reconhecimento de culpa ou de prática de atos irregulares pela Petrobras e atende 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.

2.5. Caso o emissor tenha divulgado, no decorrer do último exercício social, ou deseje divulgar neste formulário medições não contábeis, como Lajida (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) ou Lajir (lucro antes de juros e imposto de renda), o emissor deve:

a. informar o valor das medições não contábeis

Informações do Consolidado

R\$ milhões	2024
EBITDA	204.234
EBITDA Ajustado	214.419
EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos	245.786
Margem do EBITDA Ajustado (%)	44
Disponibilidades Ajustadas (fim do período)	49.978
Dívida Bruta	373.467
Dívida Líquida	323.489
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	1,29x

1 - índice calculado em dólar (dívida líquida de US\$ 52.240 e EBITDA ajustado de US\$ 40.399).

b. fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

EBITDA, EBITDA Ajustado	2024
Lucro líquido (prejuízo)	37.009
Resultado Financeiro líquido	82.471
Imposto de renda e contribuição social	17.721
Depreciação, depleção e amortização	67.033
EBITDA	204.234
Resultado de participações em investimentos	3.467
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	9.371
Resultado com alienações e baixas de ativos	(1.171)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(1.482)
EBITDA Ajustado	214.419
Margem do EBITDA Ajustado (%)	44

EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos (R\$ milhões)	2024	2023	2024 X 2023 (%)
Lucro líquido (prejuízo)	37.009	125.166	(70,4)
Eventos exclusivos	(95.790)	(5.471)	1650,9
Eventos exclusivos que não afetam o EBITDA Ajustado	(64.423)	8.168	-
<i>Impairment</i> de ativos e de investimentos	(9.307)	(13.120)	(29,1)
Resultado com alienação e baixa de ativos	1.171	6.511	(82,0)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.482	1.399	5,9

Efeitos da transação tributária no resultado financeiro	(11.051)	-	-
Ágio/deságio na recompra de títulos de dívidas	47	383	(87,7)
(Perdas)/ganhos com variação cambial real x dólar (*)	(46.765)	11.839	-
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios	-	1.156	-
Outros eventos exclusivos	(31.367)	(13.639)	130,0
PDV	44	43	2,3
Acordo Coletivo de Trabalho (ACT)	(40)	(1.061)	(96,2)
Ressarcimento de valores - Operação Lava Jato	336	562	(40,2)
Resultado com desmantelamento de áreas	(15.745)	(5.850)	169,1
(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	(5.395)	(3.982)	35,5
Efeitos da transação tributária na despesa tributária	(3.595)	-	-
Equalização de gastos - AIP	(78)	(251)	(68,9)
(Perdas)/ganhos oriundos da revisão atuarial do Plano de Saúde	(6.955)	-	-
(Perdas)/ganhos com cessão de contratos de concessão	61	-	-
Indenização por distrato do contrato de afretamento de embarcação	-	(1.654)	-
Imposto sobre exportação de petróleo bruto	-	(1.446)	-
Efeito líquido dos eventos exclusivos no IR/CSLL	29.442	1.857	1485,5
Lucro líquido sem eventos exclusivos	103.358	128.780	(19,7)
Acionistas Petrobras	102.955	128.220	(19,7)
Acionistas não controladores	403	560	(28,0)
EBITDA Ajustado	214.419	262.227	(18,2)
Eventos exclusivos	(31.367)	(13.639)	130,0
EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos	245.786	275.866	(10,9)

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

Disponibilidades Ajustadas, Dívida Bruta e Líquida

R\$ milhões	31.12.2024
Empréstimos e Financiamentos	143.426
Mercado de capitais	89.724
Mercado bancário	40.365
Bancos de fomento	3.146
Agências de créditos à exportação	9.341
Outros	850
Financiamento por arrendamento	230.041
Dívida Bruta	373.467
Caixa e equivalentes de caixa	-20.254
Títulos públicos federais e <i>Time Deposits</i> e CDB	-29.724
Disponibilidades Ajustadas	-49.978
Dívida Líquida	323.489
Patrimônio Líquido	367.514

Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,80%
Prazo médio da dívida (anos)	12,52

c. explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

As medições não contábeis informadas neste item 2.5 serão detalhadas a seguir. Importa esclarecer que tais medições não estão previstas nas normas internacionais de contabilidade - IFRS emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e nas práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que foram aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Além disso, não devem ser base de comparação com o divulgado por outras empresas e não devem ser consideradas como substitutas, e sim como informações adicionais que devem ser avaliadas em conjunto com qualquer outra medida calculada de acordo com o IFRS e com os pronunciamentos emitidos pelo CPC, visando um melhor entendimento sobre o desempenho e condições financeiras da Companhia.

EBITDA

O EBITDA é um indicador calculado como sendo o lucro líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro líquido, depreciação e amortização. A Petrobras divulga o EBITDA, conforme faculta a Instrução CVM nº 527 de outubro de 2012.

EBITDA Ajustado

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

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

Margem do EBITDA Ajustado

A Margem do EBITDA Ajustado é igual ao EBITDA Ajustado, dividido pela receita de vendas.

A Companhia utiliza a Margem do EBITDA Ajustado por refletir a visão dos administradores quanto à formação do resultado das atividades correntes da Companhia e entende ser um bom indicador da margem operacional.

EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos

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.

Dívida Bruta e Dívida Líquida

A Dívida Bruta é calculada como a soma dos empréstimos e financiamentos e arrendamentos de curto e longo prazos.

A Dívida Líquida é a Dívida Bruta subtraída do saldo de caixa e equivalentes de caixa, títulos públicos federais e *tim* e *deposits* (Disponibilidades Ajustadas).

Índice Dívida Líquida/EBITDA Ajustado

Essa medida é utilizada pela Companhia para auxiliar na avaliação da alavancagem e liquidez.

Disponibilidades Ajustadas

Somatório de disponibilidades e investimentos em títulos governamentais e aplicações financeiras no exterior em *time deposits* de instituições financeiras de primeira linha, com vencimentos superiores a três meses a partir da data de aplicação, considerando a expectativa de realização desses investimentos no curto prazo.

A administração acredita que essa medição é uma informação suplementar para avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

2.6 Identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente

Eventos subsequentes divulgados na nota explicativa 29 das demonstrações financeiras intermediárias de 31 de março de 2025.

Dividendos e JCP relativos ao primeiro trimestre de 2025

Em 12 de maio de 2025, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de dividendos e JCP intercalares de R\$ 11.718 (R\$ 0,90916619 por ação preferencial e ordinária em circulação), com base nas informações financeiras intermediárias do período findo em 31 de março de 2025, considerando a aplicação da fórmula da Política de Remuneração aos Acionistas, conforme quadro a seguir:

				Controladora
	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação PN e ON (R\$)	Valor
Dividendos intercalares	12.05.2025	02.06.2025	0,30844749	3.975
JCP intercalares	12.05.2025	02.06.2025	0,60071870	7.743
Total dos dividendos e JCP intercalares			0,90916619	11.718

Esses dividendos e JCP serão pagos em duas parcelas iguais de R\$ 5.859, nos dias 20 de agosto de 2025 e 22 de setembro de 2025. Os valores serão atualizados pela variação da taxa Selic, desde a data do efetivo pagamento de cada parcela até o final do exercício social, em 31 de dezembro de 2025, e serão descontados da remuneração que vier a ser distribuída aos acionistas no encerramento do exercício de 2025.

2.7. Os diretores devem comentar a destinação dos resultados sociais, indicando:

a. regras sobre retenção de lucros

Reserva legal - É constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei nº 6.404 (“Lei das Sociedades por Ações” - “LSA”). A reserva somente poderá ser utilizada para compensar prejuízo ou aumentar capital. O saldo dessa reserva atingiu o limite legal em 31 de dezembro de 2023, totalizando R\$ 41.086 milhões.

Reserva estatutária de pesquisa e desenvolvimento tecnológico - É constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício, até o limite de 5% do capital social, de um montante equivalente a, no mínimo, 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo dessa reserva atingiu o limite estabelecido em 31 de dezembro de 2023, totalizando R\$ 10.272 milhões.

Reserva estatutária de remuneração de capital - É constituída mediante destinação de até 70% (setenta por cento) do lucro líquido ajustado do exercício, observados o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações e a Política de Remuneração aos Acionistas, até o limite do capital social. Essa reserva tem 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.

O saldo da reserva foi utilizado no exercício de 2024 para pagamento de dividendos do exercício (R\$ 21.936 milhões) e de dividendos adicionais aprovados na Assembleia Geral Ordinária de 2024 (R\$ 21.935 milhões).

Reserva de incentivos fiscais. - É constituída mediante destinação de parcela do lucro líquido decorrente de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da LSA. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital social. O valor destinado para reserva de incentivos fiscais no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 790 milhões, montante que representa 2,1% do lucro declarado. Em 31 de março de 2025 não houve alteração no saldo da reserva, que permanece em R\$ 8.289 milhões.

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.

Em 31 de dezembro de 2024 houve a utilização do valor de R\$ 15.838 milhões da reserva de retenção de lucros na destinação de dividendos adicionais propostos do exercício de 2024.

Em 29 de janeiro de 2025 houve a utilização do valor de R\$ 5.563 milhões da reserva de retenção de lucros no registro do cancelamento das ações em tesouraria.

a.i. Valores das Retenções de Lucros:

O valor a retenção de lucros em reserva de incentivos fiscais sobre o valor total dos lucros declarados no exercício de 2024 foi de R\$ 790 milhões.

a.ii. Percentuais em relação aos lucros totais declarados:

O percentual do valor da retenção de lucros em reserva de incentivos fiscais sobre o valor total dos lucros declarados no exercício de 2024 foi de 2,1%.

b. regras sobre distribuição de dividendos

Dispõe o Estatuto Social da Companhia:

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos e/ou juros de capital próprio, que não poderão ser inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateado pelas ações em que se dividir o capital da Companhia (Artigo 8º).

As ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, ou de 5% calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, prevalecendo sempre o maior, participando em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros (Artigo 5º, §2º).

Salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, a Companhia efetuará o pagamento de dividendos e de juros de capital próprio devidos aos acionistas, no prazo de 60 (sessenta) dias a partir da data em que forem declarados e, em qualquer caso, dentro do exercício social correspondente, observadas as normas legais pertinentes (Artigo 9º, *caput*).

Os dividendos não reclamados pelos acionistas dentro de 3 (três) anos, a contar da data em que tenham sido postos à disposição dos acionistas, prescreverão em favor da Companhia (Artigo 10).

Os valores dos dividendos e juros, a título de remuneração sobre o capital próprio, devidos ao Tesouro Nacional e aos demais acionistas, sofrerão incidência de encargos financeiros equivalentes à taxa SELIC, a partir do encerramento do exercício social até o dia do efetivo recolhimento ou pagamento, sem prejuízo da incidência de juros moratórios quando esse recolhimento não se verificar na data fixada pela Assembleia Geral (Artigo 11).

A Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, poderá adquirir as próprias ações para permanência em tesouraria, cancelamento ou posterior alienação, até o montante do saldo de lucros e de reservas disponíveis, exceto a legal, sem diminuição do capital social, observada a legislação em vigor (artigo 4, §2º).

A Política de Remuneração aos Acionistas prevê que:

A remuneração aos acionistas da Petrobras deverá ocorrer por meio de pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio e/ou de recompra de suas próprias ações. A recompra, quando ocorrer, deverá ser realizada por meio de programa estruturado aprovado pelo Conselho de Administração.

As recompras de ações realizadas no contexto da Política de Remuneração aos Acionistas terão sempre como objetivo manutenção das ações adquiridas em tesouraria e posterior cancelamento.

- 4.1. A Companhia estabelece uma 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 independentemente do seu nível de endividamento, desde que observados os princípios previstos nessa Política.
- 4.1.1 A remuneração mínima anual 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.
- 4.2. Em caso de dívida bruta igual ou inferior ao nível máximo de endividamento definido no plano estratégico em vigor 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, conforme equação abaixo, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor previsto no item 4.1 e não comprometa a sustentabilidade financeira da Companhia:

Remuneração aos acionistas = 45% x Fluxo de Caixa Livre, onde:

Fluxo de caixa livre: fluxo de caixa operacional deduzido das aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias.

Fluxo de caixa operacional: recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais apresentados na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado.

Aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias: pagamentos realizados pela Companhia para aquisição de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias, apresentados na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado. As aquisições de participações societárias incluem aportes, adiantamentos para futuro aumento de capital e aquisição e/ou aumento do percentual de participação, inclusive em controladas. Não serão adicionados os recebimentos e/ou deduzidos os pagamentos de outras transações das atividades de investimentos e de financiamentos apresentadas na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado, assim como pagamentos referentes a recompras de ações de emissão da Companhia.

- 4.2.1 A fórmula acima será aplicada, a cada trimestre, sobre os fluxos de caixa do consolidado da Companhia do respectivo trimestre.
- 4.2.2 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.
- 4.3 A Companhia poderá, em casos excepcionais, realizar distribuição de remuneração extraordinária aos acionistas, superando o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos nos itens 4.1 e 4.2, desde que a sustentabilidade financeira da Companhia seja preservada.
- 4.4 A distribuição de remuneração aos acionistas deverá ser feita trimestralmente.
- 4.5 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 política.

c. periodicidade das distribuições de dividendos

Dispõe o Estatuto Social da Companhia:

A Companhia poderá, mediante deliberação de seu Conselho de Administração, antecipar valores a seus acionistas, a título de dividendos ou juros sobre o capital próprio, sendo esses corrigidos pela taxa SELIC desde a data do efetivo pagamento até o encerramento do respectivo exercício social, na forma prevista no artigo 204 da LSA (parágrafo único do Artigo 9º).

Dispõe a Política de Remuneração aos Acionistas:

A distribuição de remuneração aos acionistas será feita trimestralmente.

d. eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais

Não aplicável.

e. se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informar órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A Política de Remuneração aos Acionistas foi aprovada pelo Conselho de Administração em 28/07/2023. O documento encontra-se disponível no site de Relações com Investidores da Companhia: [Política de Remuneração aos Acionistas](#).

Valores aprovados no exercício de 2024

Em 16 de abril de 2025, a AGO aprovou a destinação do resultado do exercício de 2024 no montante de R\$ 73.906 milhões (R\$ 5,73413520 por ação preferencial e ordinária em circulação), que contempla o dividendo mínimo obrigatório de R\$ 8.954 milhões, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de R\$ 27.178 milhões oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício e R\$ 37.774 milhões oriundos das reservas de remuneração do capital e de retenção de lucros. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais e está aderente à política de remuneração aos acionistas, conforme tabela abaixo:

	Valor por ação PN e ON (R\$)	Controladora Valor
Antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo CA em 2024, atualizada monetariamente pela Selic, e paga até março de 2025	5,02458998	64.761
Dividendos adicionais propostos, aprovados pelo CA em 26 de fevereiro de 2025 ⁽¹⁾	0,70954522	9.145
Total dos dividendos propostos pela administração	5,73413520	73.906

(1) A data de corte para os detentores de ações de emissão da Petrobras negociadas na B3 será no dia 16 de abril de 2025 e a record date para os detentores de American Depositary Receipts (ADRs) negociadas na New York Stock Exchange – NYSE será o dia 22 de abril de 2025.

Com aprovação da AGO, a parcela a ser paga dos dividendos complementares do exercício de 2024 é de R\$ 9.145, equivalente a R\$ 0,70954522 por ação preferencial e ordinária em circulação. Esse montante será pago em duas parcelas nos meses de maio e junho de 2025, atualizadas pela variação da taxa Selic de 31 de dezembro de 2024 até a data dos efetivos pagamentos.

Resultado do primeiro trimestre de 2025

A Companhia deliberou em maio de 2025 a antecipação de dividendos e Juros sobre capital próprio (JCP) intercalares, conforme apresentado no item 2.6 deste formulário.

Em 3 de agosto de 2023, o Conselho da Administração aprovou o Programa de Recompra de Ações, visando a aquisição de até 157,8 milhões ações preferenciais de emissão da companhia, na Bolsa de Valores do Brasil (B3), para permanência em tesouraria com posterior cancelamento, sem redução do capital social. O Programa foi realizado no contexto da Política de Remuneração de Acionistas, aprovada em 28 de julho de 2023, e no prazo máximo de 12 meses.

Em 4 de agosto de 2024, o Programa foi encerrado e, ao longo do período em que esteve vigente, resultou na recompra de um total de 155.468.500 ações preferenciais pela Companhia, no montante de R\$ 5.563, considerando os custos de transação de R\$ 2, sendo:

- i. 104.064.000 ações no período de agosto a dezembro de 2023 no valor de R\$ 3.644, incluindo custos de transação; e
- ii. 51.404.500 ações no período de janeiro a junho de 2024 no valor de R\$ 1.919, incluindo custos de transação.

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento da totalidade das ações em tesouraria, sem redução do capital social.

Dessa forma, na Assembleia Geral Extraordinária de 16 de abril de 2025, foi aprovada a alteração do Art. 4º do Estatuto Social da Petrobras, a fim de refletir mudança no número total de ações ordinárias e preferenciais que passaram a compor o capital social da Petrobras após o cancelamento de ações em tesouraria.

2.8. Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:

a. os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como:

i. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos

ii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

iii. contratos de construção não terminada

iv. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

A tabela a seguir resume as obrigações que não atendem aos critérios de reconhecimento previstos nas normas internacionais de contabilidade (*off balance*) em 31 de dezembro de 2024:

Obrigações Contratuais

Pagamentos com vencimento por período (R\$ milhões)					
	Total	2025	2026-2027	2028-2029	2030 em diante
Outros compromissos contratuais					
Gás natural ship or pay	90.861	17.076	24.276	24.219	25.290
Serviços contratados	389.282	154.868	82.699	57.390	94.325
Compromisso de compra de GN ⁽¹⁾	9.198	3.155	3.483	2.560	–
Compromissos relacionados a arrendamentos mercantis ainda não iniciados	402.710	110.219	27.822	11.849	252.820
Financiamentos por Arrendamento de curto prazo	5	5	–	–	–
Compromissos de compra	68.110	48.876	11.264	5.309	2.661
Total	960.166	334.199	149.544	101.327	375.096

1 - Informações estimadas com base na curva de obrigação de pagamento mínimo contratual (take-or-pay) e preços e câmbio do Plano Estratégico 2025-2029, aprovado em 21 de novembro de 2024..

A tabela a seguir resume as obrigações que não atendem aos critérios de reconhecimento previstos nas normas internacionais de contabilidade (*off balance*) em 31 de março de 2025:

Obrigações Contratuais

Pagamentos com vencimento por período (R\$ milhões)					
	Total	2025 ⁽¹⁾	2026-2027	2028-2029	2030 em diante
Outros compromissos contratuais					
Gás natural ship or pay	90.461	13.618	26.306	25.247	25.290
Serviços contratados	402.484	167.061	86.320	59.012	90.091
Compromisso de compra de GN ⁽²⁾	8.318	2.294	3.483	2.541	–
Compromissos relacionados a arrendamentos mercantis ainda não iniciados	358.087	86.378	12.499	259.210	–

Financiamentos por Arrendamento de curto prazo	20	20	-	-	-
Compromissos de compra	64.336	46.137	10.915	4.859	2.425
Total	923.706	315.508	139.523	350.869	117.806

1 - Os valores das obrigações referem-se ao período de 01/04/25 a 31/12/25

2- Informações estimadas com base na curva de obrigação de pagamento mínimo contratual (take-or-pay) e preços e câmbio do Plano Estratégico 2025-2029, aprovado em 21 de novembro de 2024.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras que não estejam no item anterior.

2.9 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 2.8, os diretores devem comentar:

a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Os contratos não evidenciados nas demonstrações financeiras estão relacionados às atividades operacionais da Companhia e o registro contábil decorrerá da efetiva utilização do bem ou serviço. Tais itens ainda não atendem aos critérios de reconhecimento de passivos, por serem obrigações originadas de contratos ainda não integralmente cumpridos e, em consequência, não há reconhecimento dos ativos ou despesas correspondentes.

b. natureza e o propósito da operação

Vide item “a” acima.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Vide item “a” acima.

2.10 Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

- a. investimentos, incluindo:
- i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

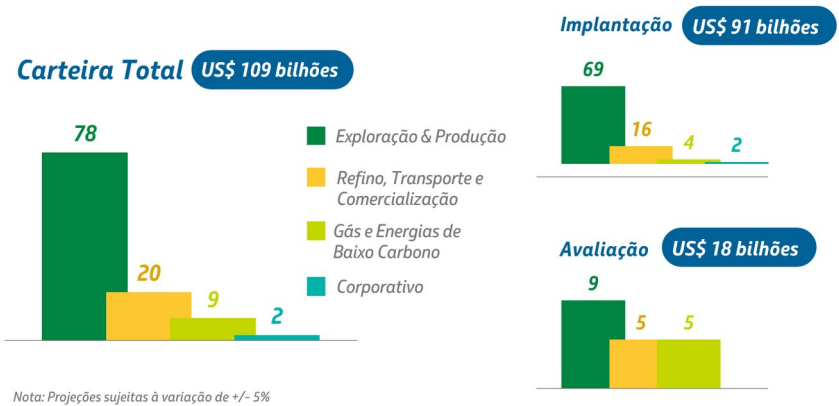
Conforme fato relevante divulgado em 27 de novembro de 2025, o Conselho de Administração (CA) da Petrobras aprovou o Plano de Negócios 2026-2030 (PN 2026-30) da Companhia, com as seguintes informações sobre investimentos (CAPEX):

No horizonte do PN 2026-30, a Petrobras prevê investimentos totais (Capex) de US\$ 109 bilhões, sendo US\$ 91 bilhões em projetos da Carteira em Implantação e US\$ 18 bilhões na Carteira em Avaliação, composta por oportunidades com menor grau de maturidade.

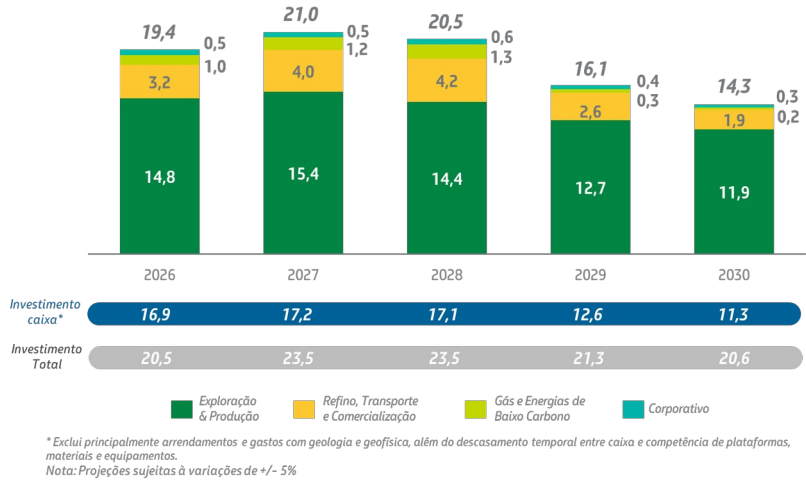
Para garantir resiliência financeira e flexibilidade para responder às condições de mercado, o Plano introduz um novo mecanismo para a Carteira em Implantação, com duas classificações:

- “Carteira em Implantação Base”: US\$ 81 bilhões, que engloba os projetos cujo orçamento foi aprovado no Plano, mesmo que ainda não sancionados (investimentos com dispêndios aprovados para execução do seu escopo).
- “Carteira em Implantação Alvo”: US\$ 91 bilhões, que, além dos projetos da Carteira em Implantação Base (US\$ 81 bilhões), engloba projetos (US\$ 10 bilhões) cuja confirmação do orçamento está condicionada à análise de financiabilidade. Avaliações trimestrais, à luz das projeções de fluxo de caixa e estrutura de capital, determinarão o avanço desses projetos, bem como eventual priorização.

Detalhamento das carteiras de investimentos (CAPEX) - em US\$ bilhão



Distribuição anual dos investimentos (CAPEX) da Carteira em Implantação Alvo - em US\$ bilhão



Exploração e Produção (E&P)

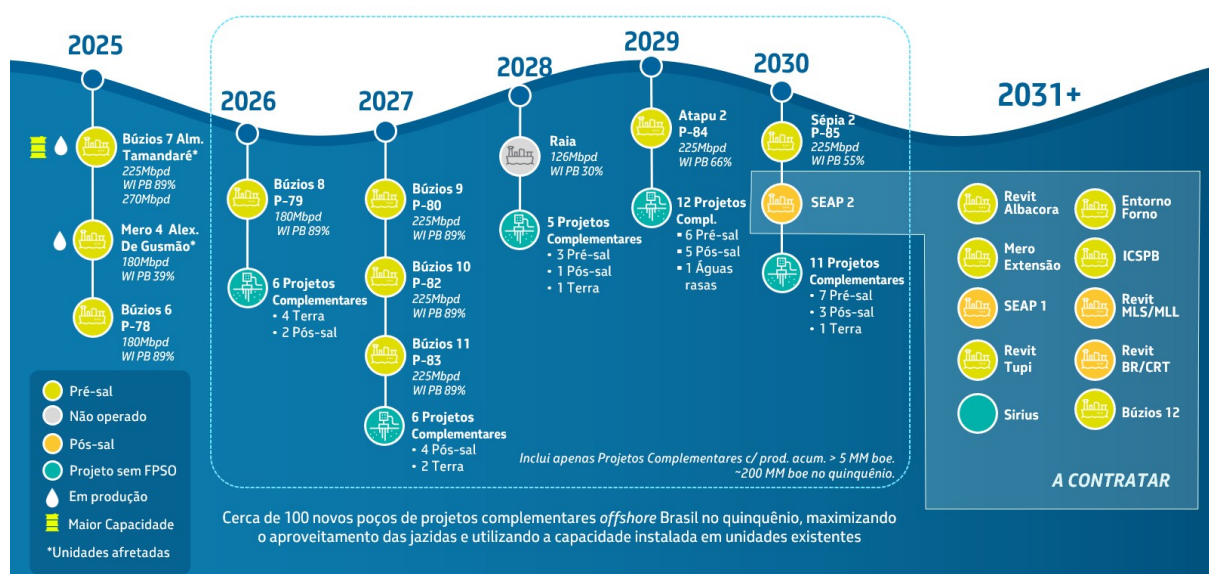
O PN 2026-30 destina investimentos de US\$ 69,2 bilhões em projetos da Carteira em Implantação Alvo do E&P, no quinquênio.

Desta carteira, 62% correspondem ao Pré-Sal, 24% em campos do Pós-Sal, 10% estão alocados em Exploração e cerca de 4% relacionados a Terra, Águas Rasas, ativos no Exterior, tecnologias ou projetos de descarbonização.

Serão implantados 8 (oito) novos sistemas de produção até 2030, sendo que 7 (sete) já estão contratados. Além disso, há outros 10 (dez) projetos a partir de 2030. A Petrobras atua como operadora de todos esses campos, com exceção do Raia, operado pela Equinor.

No Campo de Búzios, no pré-sal, destaca-se a previsão de concluir a implantação de 11 FPSOs até 2027, com entrada em operação das plataformas já contratadas P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83, além de estar em licitação uma 12ª unidade de produção, a P-91.

Carteira de novos sistemas de produção



Para enfrentar os desafios de reposição de reservas, o PN 2026-30 direciona US\$ 7,1 bilhões para atividades exploratórias no quinquênio, com destaque para as bacias do Sul e Sudeste, Margem Equatorial e ativos exploratórios em outros países como Colômbia, São Tomé e Príncipe e África do Sul.

Em paralelo, a Petrobras mantém projetos que visam a aumentar a disponibilidade de gás e dedica atenção especial aos ativos maduros, com o objetivo de avaliar as possibilidades de prolongamento da vida produtiva desses ativos e seus sistemas de produção e, em último caso, iniciar as atividades de descomissionamento, seguindo as melhores práticas de sustentabilidade na destinação de ativos em final de ciclo de vida.

Refino, Transporte e Comercialização + Petroquímica e Fertilizantes (RTC)

O PN 2026-30 destina 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 se concentram na expansão e na adequação do parque de refino, visando à produção de combustíveis de alta qualidade e de baixo carbono. Com esses projetos, a companhia prevê ampliar sua 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 ampliação será suportada por projetos dentro das plantas existentes, sem necessidade de construção de novas refinarias.

Além disso, até o fim do quinquênio do PN 2026-30, o perfil da produção também será aprimorado, com maior participação de produtos de alto valor agregado. A produção do diesel passará de 40% para 45% do total, com redução do teor de enxofre e melhoria da qualidade. Os investimentos em Refino, com destaque para a conclusão do Trem 2 da RNEST e o projeto Refino Boaventura, devem resultar em um aumento 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 provenientes da substituição do Diesel S-500 pelo Diesel S-10.

Estão incluídos também investimentos em biorrefino para a produção de combustíveis com conteúdo renovável, como a construção, na RPBC, da planta dedicada de Bioquerosene de Aviação - BioQav (SAF) e Diesel 100% renovável (HVO) via rota HEFA (*Hydroprocessed Esters and Fat Acids*) e adaptações na REGAP e na REPLAN para produção de SAF via coprocessamento. Há ainda outros projetos e estudos envolvendo produção de bioprodutos nas refinarias da companhia.

A Petrobras também investirá US\$ 1 bilhão em iniciativas para aumentar a eficiência operacional e energética das suas refinarias, por meio do Programa RefTop. Essas iniciativas contribuirão para alcançar a meta de intensidade de emissões de suas operações de refino e garantir uma disponibilidade operacional igual ou maior que 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 o Centro-Oeste e o Arco Norte; aumentar a frota de navios e embarcações; e otimizar os ativos logísticos, buscando maximizar a eficiência operacional. Essas iniciativas resultarão em redução de custos logísticos e da pegada de carbono, capturando mais mercado para a Petrobras.

A renovação e a ampliação da frota de navios de cabotagem para classes de baixa liquidez e o afretamento de embarcações de apoio *offshore* trarão novas oportunidades para a indústria naval. O PN 2026-30 inclui a construção de 20 navios de cabotagem e de 18 barcas, com investimento de US\$ 2 bilhões no período e afretamento de 40 novas embarcações de apoio para renovação da frota de suporte às atividades de E&P.

No segmento de Fertilizantes, o principal projeto de investimento é a conclusão da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III), em Três Lagoas (MS). Para os demais ativos, que são as Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados da Bahia e de Sergipe (Fafen-BA e Fafen-SE, respectivamente) e a Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA), o foco dos investimentos é na continuidade operacional.

Além disso, a Petrobras dispõe de recursos destinados a estudo e pesquisa para projetos em Petroquímica, reafirmando seu interesse nesse segmento, considerando o potencial de geração de valor e sinergias com suas operações atuais.

Gás e Energias de Baixo Carbono

Estão planejados investimentos de US\$ 4 bilhões 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.

A Petrobras mantém a intenção de instalar novas usinas termelétricas (UTES) no Complexo de Energia Boaventura, em Itaboraí (RJ), sendo a implementação desses projetos condicionada ao sucesso em leilões futuros de reserva de capacidade de energia.

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

Em relação às cadeias de etanol, biodiesel e biometano, a Petrobras buscará atuar nos segmentos preferencialmente por meio de parcerias estratégicas minoritárias ou com controle compartilhado, com *players* relevantes do setor.

Adicionalmente, a Petrobras continua a buscar parcerias para projetos de energia solar fotovoltaica e eólica *onshore*, com o objetivo de capturar oportunidades comerciais e ampliar sua capacidade de autogeração de energia renovável.

A companhia também segue avaliando projetos em *Carbon Capture, Utilization and Storage* (CCUS), Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono e Armazenamento de Energia, além do projeto de *Corporate Venture Capital* (CVC).

Para mais detalhes sobre oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões Ambiental, Social e Governança (ASG), consulte o subitem 'd' mais abaixo.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

O estudo de financiabilidade do PN 2026-30 resultou 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 premissas de preço médio do Brent, taxa média de câmbio e *crackspreads* adotadas para planejamento foram consideradas conforme tabela abaixo:

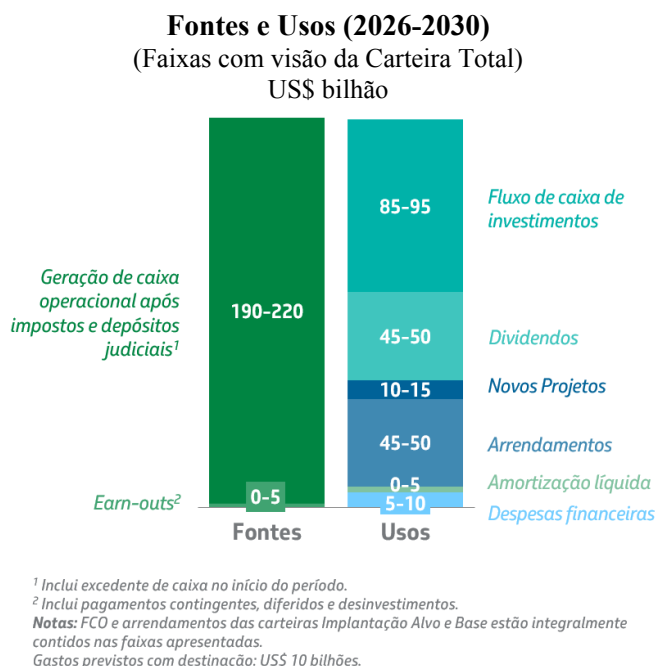
Premissas	2026	2027	2028	2029	2030
Brent (US\$/bbl)	63	70	70	70	70
Taxa de Câmbio nominal (R\$/US\$)	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Crack Diesel (US\$/bbl)	20	19	19	19	19
Crack Gasolina (US\$/bbl)	14	13	12	12	12

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

O Plano prevê 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. O PN 2026-30 considera as seguintes projeções anuais para Fluxo de Caixa Operacional (FCO), Fluxo de Caixa de Investimentos (Investimento Caixa) e Arrendamentos, referentes à Carteira Total de Investimentos (US\$ 109 bilhões):

US\$ Bilhão	2026	2027	2028	2029	2030
FCO	35	40	42	42	42
Investimento Caixa	18	20	21	17	17
Arrendamentos	10	10	9	9	9

O gráfico abaixo traz a consolidação das 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.



Para mais detalhes sobre o PN 2026-30, consulte o Fato Relevante “Petrobras aprova Plano de Negócios 2026-2030”, de 27 de novembro de 2025, além da apresentação do plano, ambos arquivados na CVM e divulgados no site da Companhia nessa data.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Seguem abaixo os processos de desinvestimento em andamento (posição de 27/04/2025):

- Campos de Cherne e Bagre - campos em águas rasas na Bacia de Campos (contrato assinado, mas pendente de conclusão).
- Polo Pescada - campos em águas rasas na Bacia de Potiguar (contrato assinado, mas pendente de conclusão).
- Campo de Tartaruga - participação minoritária em campo não operado pela Petrobras em águas rasas na Bacia de Sergipe-Alagoas (em fase vinculante).

Acordos com o CADE

Em 2019, a Petrobras e o CADE assinaram dois Termos de Compromisso de Cessação de Prática, um relacionado ao mercado de Refino (“TCC Refino”) e outro relacionado ao mercado de Gás (“TCC Gás”).

TCC Refino

Em 29/05/2019, o TCC Refino foi celebrado prevendo, dentre outros compromissos, a obrigatoriedade de alienação de oito refinarias (REPAR, RNEST, REGAP, REFAP, RLAM, REMAN, LUBNOR e SIX). Esses compromissos estavam alinhados aos direcionadores de gestão de portfólio, à época, e à Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”) 09/2019, então vigente, que estabelecia diretrizes para a promoção da livre concorrência na atividade de refino no Brasil.

A Petrobras vinha cumprindo os compromissos pactuados no TCC Refino, incluindo a alienação integral de três ativos (SIX, RLAM e REMAN), tendo enfrentado obstáculos ao longo da execução dos processos de desinvestimentos que impediram a conclusão da alienação das demais refinarias que constavam do objeto original do TCC.

Conforme Fato Relevante publicado em 29/03/2023, ante o recebimento dos Ofícios 166/2023/GM-MME, 257/2023/GM-MME e 261/2023/GM-MME do Ministério de Minas e Energia, o Conselho de Administração da Petrobras entendeu ser necessário avaliar a solicitação do MME sobre a conveniência de dar continuidade ou não às vendas de ativos, frente ao novo Plano Estratégico que seria proposto pela Diretoria Executiva então recém-eleita.

Posteriormente, houve a publicação da Resolução CNPE 05/2023, que consolidou o fim das diretrizes relacionadas ao desinvestimento dos ativos, e a divulgação do PE 2024-2028+, que trouxe como um dos objetivos atuar de forma competitiva e segura, maximizando a captura de valor pela adequação e aprimoramento do parque de refino e desenvolvimento de novos produtos em direção a um mercado de baixo carbono. Assim, fez-se necessário revisitar os termos do TCC, a fim de adequá-lo à nova realidade do mercado e do ambiente regulatório.

O aditivo é fruto de amplo debate entre as áreas técnicas da Petrobras e do CADE e culminou no encerramento da obrigação de alienação dos ativos remanescentes, no âmbito do TCC Refino, e no estabelecimento de novos compromissos, os quais podem ser resumidos nos seguintes itens:

1. novas obrigações, de natureza comportamental, desenhadas de forma a proporcionar ao CADE mecanismos de acompanhamento, em ambiente controlado, de dados relacionados à atuação comercial da Petrobras no mercado de derivados e de petróleo (óleo cru), em território nacional, que permitam a verificação do caráter não discriminatório dos preços praticados pela Petrobras.
2. divulgação pela Petrobras de diretrizes gerais comerciais não discriminatórias para entregas de petróleo por via marítima a qualquer refinaria independente, em território brasileiro.
3. oferta de Contratos Frame a qualquer refinaria independente, em território brasileiro, para entregas via marítima. Esse modelo de contrato estabelece as condições básicas para a negociação, carga a carga, de um volume de petróleo, sendo certo que a obrigação de compra e venda somente será assumida na hipótese de ambas as partes chegarem a um acordo de preço, garantindo o seu alinhamento às condições de mercado vigentes à época da conclusão de cada negócio. Esses contratos deverão prever, durante um período de três dias úteis, a garantia de oferta de volume mínimo de petróleo mensal para entrega por via marítima por parte da Petrobras.

O prazo de vigência das obrigações pactuadas no Aditivo ao TCC Refino é de três anos, podendo ser prorrogáveis por igual período, a critério do CADE.

As novas obrigações pactuadas contemplam também as investigações instauradas após a celebração do TCC e preservam o objetivo de manutenção da competitividade no mercado de refino e expansão de agentes independentes, em um momento de transição na configuração do sistema de refino brasileiro.

Tendo em vista o exposto acima, a Petrobras retirou da sua carteira de desinvestimentos os seguintes ativos: REPAR, RNEST, REGAP, REFAP, LUBNOR.

TCC Gás

Em 08/07/2019, o TCC Gás foi celebrado prevendo, dentre outros compromissos, a obrigatoriedade de alienação das seguintes sociedades: Nova Transportadora do Sudeste S/A- NTS, Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A - TBG e das participações indiretas na Petrobras Gás S.A. - GASPETRO.

A Petrobras vinha dando cumprimento aos compromissos pactuados no TCC Gás, restando pendente apenas a alienação da TBG, cujo desinvestimento enfrentou obstáculos ao longo da sua execução.

Conforme Fato Relevante publicado em 29/03/2023, ante o recebimento dos Ofícios 166/2023/GM-MME, 257/2023/GM-MME e 261/2023/GM-MME do Ministério de Minas e Energia, o Conselho de Administração da Petrobras entendeu ser necessário avaliar a solicitação do MME sobre a conveniência de dar continuidade ou não às vendas de ativos, frente ao novo Plano Estratégico que seria proposto pela Diretoria Executiva então recém-eleita.

Desde a celebração o do TCC Gás, houve significativas alterações econômicas, legais e regulatórias no mercado nacional de gás natural que justificam a necessidade de reavaliação pela Petrobras do modelo de negócio dos projetos de desinvestimento no segmento de Gás Natural.

A Nova Lei do Gás, que entrou em vigor após a celebração do TCC, excepciona da obrigação de desverticalização as empresas que já eram verticalizadas previamente à sua publicação, como é o caso da TBG, desde que essas empresas se sujeitem a obrigações de independência e autonomia a serem reguladas pela ANP.

Assim, considerando que, de um lado, a desverticalização da TBG não é condição necessária para alcançar os objetivos do TCC Gás e, de outro, que sua alienação não estaria alinhada ao PE 2024-28+, foram negociadas obrigações de natureza comportamental que asseguram a independência operacional da TBG, de forma a afastar qualquer dúvida acerca da preservação da concorrência no mercado brasileiro de gás natural.

O aditivo é fruto de amplo debate entre as áreas técnicas da Petrobras e do CADE e culminou no encerramento da obrigação de alienação da TBG, no âmbito do TCC, e no estabelecimento de novos compromissos, os quais podem ser resumidos nos seguintes itens:

1. salvaguardas adicionais ao processo de eleição de membros independentes ao Conselho de Administração da TBG. A seleção desses Conselheiros, pela Petrobras, será necessariamente assessorada por um headhunter independente, que deverá providenciar uma lista tríplice de candidatos que observem os requisitos de independência estabelecidos no TCC Gás, a partir da qual serão indicados os novos membros do Conselho de Administração da TBG. Caso a eleição de qualquer conselheiro independente indicado pela Petrobras tenha descumprido os termos, o CADE poderá determinar aplicar multa à Petrobras (R\$ 150 mil) e determinar a revogação da nomeação desse conselheiro e o reinício do processo.
2. independência material (de fato) da Diretoria Comercial da TBG em relação à Petrobras, afastando-a de qualquer influência possível por parte da Petrobras, na qualidade de acionista majoritária da empresa. Para tanto, a Petrobras se compromete a, durante a vigência do TCC Gás, não ceder nenhum funcionário da Petrobras ou de suas subsidiárias integrais para compor quadros da TBG na Diretoria Comercial.

Tendo em vista o exposto acima, a Petrobras retirou a TBG da carteira de desinvestimentos. O prazo de vigência das obrigações pactuadas no Aditivo ao TCC Gás é coincidente com a emissão de certificado de independência à TBG ou até 4 de março de 2039, prazo previsto no art. 5º, § 4º, da Nova Lei do Gás, que estabeleceu este prazo como limite da desverticalização das transportadoras.

b. desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

O aumento da capacidade produtiva da Petrobras se dá, principalmente, por meio da implantação de projetos novos, de ampliação e/ou modernização de ativos, alinhados ao plano estratégico da companhia, que são divulgados no item 2.10.a.(i) do Formulário de Referência.

Adicionalmente, cabe mencionar que, em 2024, o Conselho de Administração aprovou a atuação da Companhia na África do Sul, viabilizando a aquisição de 10% de participação no bloco Deep Western Orange Basin (DWOB), por meio de processo competitivo conduzido pela TotalEnergies. A aquisição da participação está condicionada à aprovação dos órgãos reguladores locais. Como são direitos de exploração, a Companhia não tem como determinar, neste momento, se esse fato influenciará materialmente na capacidade produtiva do emissor no futuro.

c. novos produtos e serviços, indicando:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

A Companhia tem um histórico de sucesso no desenvolvimento e implantação de tecnologias inovadoras desde a exploração de bacias petrolíferas, implantação de sistemas de produção em águas profundas até o refino e produção de derivados do petróleo. Como resultado, conquistou por cinco vezes (1992, 2001, 2015, 2020 e 2024) o

Distinguished Achievement Award for Companies, concedido anualmente pela Offshore Technology Conference (OTC). Em 2019 e em 2023, a edição brasileira da conferência (OTC Brasil) lhe concedeu o *Distinguished Achievement Award*.

O portfólio de projetos de PD&I da Companhia alinha-se com as necessidades dos seus ativos e com as iniciativas de diversificação de mercado, no contexto da transição energética em curso. Isso envolve a exploração de potenciais canais de receitas nos quais a tecnologia proporciona uma vantagem estratégica, tais como captura, utilização e sequestro de CO₂ ("CCUS"), biocombustíveis, geração de energia eólica offshore e produtos renováveis.

A Companhia está investindo ativamente em tecnologias para reduzir a pegada de carbono e aumentar a participação de conteúdo renovável, com destaque para o teste de coprocessamento de etanol no RFCC da RECAP, permitindo a conversão do etanol em eteno verde. Além disso, a carteira de PD&I da Petrobras possui projetos que visam aumentar a eficiência e segurança operacional nas unidades de refino e de tratamento de gás natural, podendo citar o projeto de implementação de ferramenta de visualização 3D (PLAN360) para otimização dos processos de manutenção do parque de refino. Para as unidades de tratamento de gás, a Petrobras possui iniciativas de desenvolvimento que integram o próGás, programa de excelência da área, principalmente nas ambições de descarbonização, geração de valor e segurança. A Petrobras também possui projetos que visam o uso de fontes renováveis de energia e de descarbonização. Como exemplos, há o projeto que trata da construção de planta piloto de eletrólise, para estudo da valoração da cadeia de valor de hidrogênio sustentável, e o Reftop 2, que trata do mapeamento e quantificação de oportunidades e tecnologias visando a descarbonização em escopo 1 e 2 das refinarias da Petrobras.

O compromisso da Petrobras é implementar inovações tecnológicas em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) com o intuito de maximizar o valor do portfólio de Exploração e Produção (E&P), sempre pautados pela responsabilidade social e ambiental, segurança, integridade e transparência. Para isso, busca-se desenvolver e implantar soluções tecnológicas que promovam a eficiência na gestão de dados e aprimorem a previsibilidade diante dos novos desafios geológicos. Adicionalmente, a Companhia se dedica a maximizar os volumes recuperáveis dos reservatórios por meio de monitoramento integrado e gerenciamento ativo da produção, utilizando técnicas avançadas de assimilação de dados dinâmicos. Por fim, pretende-se integrar tecnologias em todas as etapas do processo produtivo, desde o reservatório até a plataforma, visando otimizar a produção de óleo e gás e a injeção de água, assim garantindo o suporte necessário à curva de produção da Petrobras.

Além disso investimentos em PD&I para suportar a melhoria da eficiência operacional das plataformas e todos os recursos que as atendem. Destacam-se ações em eficiência operacional alinhadas com o programa EF100 e Programa Carbono Neutro. Relativo do aumento da eficiência operacional com foco na redução de perdas e aumento de eficiência na operação e manutenção das plataformas e seus sistemas, espera-se um impacto direto no aumento de produção e na redução de exposição ao risco das equipes. Novas metodologias de acesso contínuo e dinâmico a dados das plataformas, como o ambiente ATIVO360 e sistemas de vigilância, estão sendo desenvolvidas para contribuir com uma atuação mais preventiva no que tange aos riscos e ameaças à produção. Adicionalmente, nos sistemas submarinos e de poços, pesquisas relacionadas a sistemas e recursos para inspeção e manutenção buscam maximizar a produtividade e reduzir a exposição de pessoas a riscos nessas operações. E, além da questão da eficiência da operação e da manutenção, há projetos que visam a redução e controle da emissão de gases de efeito estufa, seja no desenvolvimento de tecnologias elétricas para os sistemas submarinos, de poços e de superfície, seja no estudo de recursos autônomos para atendimento às demandas operacionais das plataformas, contribuindo sobremaneira para a sustentabilidade da produção de óleo e gás da Petrobras.

A Petrobras opera um centro dedicado a pesquisas, desenvolvimento e inovação (Cenpes), que é um dos maiores do setor de energia, bem como um dos maiores do hemisfério sul. As instalações do Cenpes possuem uma área total de 308.000 m², contando com 116 laboratórios e mais de 4.600 equipamentos, incluindo equipamentos de tecnologias de ponta. Em 31 de dezembro de 2024, o Cenpes possuía 1.097 empregados, dos quais 87% dedicados exclusivamente à área de PD&I.

A Companhia também possui plantas de testes em escala semi-industrial localizadas próximas de unidades industriais, as quais têm como objetivo acelerar a prototipagem e o aumento de escala no desenvolvimento de novas tecnologias com custos reduzidos.

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

Atualmente, cerca de 30% do portfólio de PD&I faz uso intensivo de tecnologias digitais como big data, computação de alto desempenho e inteligência artificial.

Os principais destaques em pesquisa e desenvolvimento da Petrobras em 2024 foram:

- Desenvolvimento de tecnologias que permitem a otimização do investimento bem como a redução de custos e incertezas como: i) novo modelo geológico para avaliação da qualidade dos reservatórios do pré-sal das bacias de Campos e Santos; ii) avaliação inédita da migração do petróleo em subsuperfície, utilizando imagens de satélite, possibilitando uma avaliação de risco exploratório mais abrangente; e iii) utilização inédita de espectroscopia RAMAN (método que usa luz para detectar informações químicas e estruturais de materiais) com técnicas de machine learning, para verificar, de forma automatizada, rápida e eficiente, como a matéria orgânica interage com os minerais, a porosidade e outras características em rochas sedimentares.
- Desenvolvimento e implementação de tecnologias e práticas inovadoras que contribuem para o aumento da eficiência e da segurança operacional nas atividades de desenvolvimento e operação da produção tais como: i) uso de gêmeos digitais para extensão de vida e controle de integridade de sistemas submarinos; ii) automatização do cálculo do índice de integridade do revestimento de plataformas offshore, a partir do projeto ALGO360, que utiliza imagens 360° das plataformas para a reconstrução 3D e detecção de corrosão em oito classes de estruturas; e iii) adoção de técnicas para inspeção mais eficientes e sem a exposição de pessoas a risco para tanques de carga com drone, tanques de lastro com mini-ROV e caixas de mar e captações com boroscopia.
- Desenvolvimento de novas tecnologias relacionadas à transição energética e novos produtos com menor pegada de carbono, como: i) a conclusão de testes comerciais de coprocessamento de etanol no RFCC da Refinaria de Capuava (RECAP) para a produção de Hidrocarbonetos Leves de Refinaria (HLR); ii) a assinatura do contrato para a construção de uma planta piloto de eletrólise na Usina Termoelétrica do Vale do Açu (UTE-VLA), um marco estratégico para a produção de hidrogênio renovável a partir de eletrólise da água, utilizando energia solar; e iii) o início dos testes do aerogerador de 7 MW, desenvolvido em parceria com a WEG, que representa um avanço significativo na ampliação da matriz energética renovável.

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Em 2024, a Companhia gastou R\$ 4.281 milhões em PD&I.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

Ver item 2.10.c.i.

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Ver item 2.10.c. ii.

d. oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões ASG

Transição energética

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

Investimentos em Transição Energética



Em relação aos compromissos de descarbonização (escopos 1 e 2) estabelecidos no Plano anterior, o compromisso de reinjeção de CO₂ em projetos de *Carbon Capture, Utilization and Storage* (CCUS) se encerra em 2025, com a perspectiva de atendimento da meta de 80 milhões tCO₂ este ano. Os demais cinco compromissos permanecem com metas até 2030, a saber:

- Redução das emissões absolutas operacionais totais em 30% em relação a 2015
- Zero queima de rotina em *flare*
- Intensidade de Gases de Efeito Estufa (GEE) no E&P de 15 kgCO₂e/boe
- Intensidade de GEE no Refino de 30 kgCO₂e/CWT
- Intensidade de emissões de metano no segmento upstream de 0,20 t CH₄/mil t hidrocarboneto

No que se refere às ambições associadas à redução da pegada de carbono, estão mantidas (i) a busca pela neutralidade das emissões operacionais até 2050 e (ii) “*Near Zero Methane 2030*”, alinhada à iniciativa *Aiming for Zero Methane Emissions*, promovida pela *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI), da qual a Petrobras é signatária. A ambição relacionada ao patamar de emissões foi ajustada para (iii) manter as emissões anuais abaixo de 55 milhões tCO₂e até 2030.

2.11. Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

A Companhia divulga, neste item, as informações sobre patrocínios, despesas com publicidade, parcerias e convênios, bem como os critérios utilizados para a alocação de recursos para tais despesas.

Patrocínio

A estratégia de patrocínios da Petrobras está estruturada a partir de programas corporativos contínuos, eixos e linhas de atuação que definem as prioridades nas áreas cultural, esportiva, e de negócio, ciência e tecnologia. A atuação em patrocínio nessas áreas é definida pela Gerência Executiva de Comunicação e aprovada pela Diretoria Executiva. As linhas de atuação de patrocínio, bem como as suas ações de publicidade, visam a fortalecer a imagem e reputação da Companhia perante seus públicos de interesse.

Na esfera de patrocínios culturais, esportivos e de negócio, ciência e tecnologia, a Petrobras aplicou R\$ 281,2 milhões em 2024. Desse total, R\$ 214,2 milhões foram realizados com incentivos fiscais.

As propostas de patrocínios culturais, esportivos e de negócio, ciência e tecnologia são recebidas via seleção pública ou escolha direta. A seleção pública de projetos corresponde a processo amplo e transparente, com regulamento próprio, divulgação nacional e comissões de seleção colegiada para escolha de projetos a serem desenvolvidos. Na escolha direta, projetos são encaminhados diretamente para a Petrobras utilizando sistema próprio para gestão de patrocínios, devendo atender a critérios de análise e adequação para contratação, assim como relevância para atingimento dos objetivos da Petrobras, considerando que a atividade de patrocínio é uma das ferramentas de comunicação da Companhia.

As propostas de projetos de patrocínio passam por vários processos de análise técnica e documental previamente ao início da contratação - de forma a garantir a transparência e a conformidade da decisão de se contratar a oportunidade em questão - garantindo que procedimentos de governança e conformidade sejam seguidos, mitigando riscos e evitando possíveis conflitos de interesse.

Caso atendam aos critérios corporativos e sejam consideradas estratégicas para a companhia - são incorporadas a carteira de patrocínios, conforme definido na Tabela de Limites de Competência da Petrobras. Além disso, é realizada a análise *Due Diligence* de Integridade (DDI) das contrapartes para conhecer e avaliar os riscos de integridade inerentes ao relacionamento da Companhia com os titulares de oportunidades de patrocínio ou convênio. O resultado da DDI é expresso pelo Grau de Risco de Integridade (GRI). Adicionalmente, os projetos passam ainda por análise e verificação de conformidade prévia por parte da Secretaria de Comunicação Social - SECOM.

Após a celebração de contratos de patrocínios para a implementação dos projetos, a Companhia mantém procedimentos de controle internos para execução e acompanhamento, com o objetivo de fortalecer o agir ético e prevenir atos de fraude e de corrupção. Durante a fiscalização dos contratos, são acompanhados e validados tanto o escopo realizado do patrocínio quanto o cumprimento de contrapartidas contratuais de direito, que possibilitam visibilidade à marca Petrobras em situações e contextos previamente acordados dentro do universo do projeto, bem como possibilitam ações de relacionamento da Companhia com seus diversos públicos de interesse.

Na esfera cultural, os patrocínios estão relacionados a projetos brasileiros de mérito artístico e inovadores com potencial de retorno de imagem e alinhados à nossa estratégia de marcas. Em 2024, foi apresentada à sociedade a remodelação do Programa Petrobras Cultural, com seus quatro eixos temáticos: “Ícones da Cultura Brasileira”; “Festivais e Festas Populares”; “Produção e Circulação”; “Cinema e Cultura Digital”, e suas duas dimensões transversais, consideradas em todos os patrocínios: “Diversidade” e “Economia Criativa”, conjuntamente com o lançamento da maior seleção pública já realizada pela empresa, de R\$ 250 milhões de reais. O processo culminou na contemplação de 140 projetos, distribuídos por todos os estados brasileiros, a serem realizados a partir de 2025.

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

Paris 2024. O patrocínio realizado envolveu 55 atletas e paratletas de alto rendimento, em 31 modalidades diferentes. Do Time, 44 atletas participaram dos Jogos Olímpicos ou Paralímpicos de Paris 2024, recebendo 21 medalhas - 8 olímpicas e 13 paralímpicas.

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

Na esfera socioambiental, a Petrobras aplicou, em 2024, R\$ 293 milhões em projetos sociais e ambientais voluntários.

Além do investimento socioambiental, a Companhia destinou R\$ 29 milhões em doações, sendo R\$ 27 milhões para ações emergenciais em atendimento a pessoas em situação de vulnerabilidade social, ocasionada ou agravada pela emergência climática no estado do Rio Grande do Sul.

As temáticas trabalhadas em 2024 no Programa Petrobras Socioambiental estão alinhadas ao Plano Estratégico 2050 e ao Plano de Negócios 2025-2029, assim como aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS), em especial, o ODS 4 (Educação de Qualidade), ODS 8 (Trabalho Decente e Crescimento Econômico), ODS 14 (Vida na Água) e ODS 15 (Vida Terrestre).

A Companhia prioriza os investimentos em territórios onde desenvolve suas operações, além de focar na estratégia de transição para economia de baixo carbono e na atuação *offshore* da Companhia. Assim, as quatro linhas de atuação vigentes são Educação, Desenvolvimento Econômico Sustentável, Oceano e Florestas, e os temas transversais que devem ser priorizados pelos projetos socioambientais são primeira infância, direitos humanos e inovação.

Nesse modelo, o propósito do investimento socioambiental é contribuir para as comunidades onde a Companhia está inserida e para a sustentabilidade do negócio, apoiando iniciativas socioambientais que gerem valor para a Petrobras e para a sociedade.

Em 2024, a Companhia concluiu a maior seleção pública de projetos do Programa Petrobras Socioambiental, com a previsão de investimento de R\$ 446 milhões no período de 4 anos, em 63 projetos que serão desenvolvidos em todas as regiões do Brasil. Os projetos selecionados irão complementar a carteira de projetos vigentes, totalizando cerca de 160 projetos e R\$ 1,5 bilhão a ser investido pela companhia no período de 2025 a 2029. Com isso, esperamos ampliar as parcerias que visam a fortalecer os direitos sociais, ambientais, territoriais e culturais das comunidades e populações locais.

Os projetos ambientais contemplados atuam no desenvolvimento de soluções para temas como o combate ao lixo no mar, restauração e conservação florestal, proteção de espécies ameaçadas de extinção. Os projetos sociais atuarão no fortalecimento do Sistema de Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente (SGDCA), inserção profissional digna, geração de renda por meio do empreendedorismo, contribuição para superar a situação de rua e fortalecimento de associações, cooperativas e outras organizações coletivas. Os projetos também atuarão na promoção da justiça ambiental, no enfrentamento ao racismo e promoção da equidade racial e no combate ao preconceito.

Em 2024 a Petrobras firmou parceria com os Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia e com o Sistema S (SESI-SENAI) para a implementação do Programa Autonomia e Renda Petrobras. O Programa é voltado para a qualificação de pessoas em situação de vulnerabilidade socioeconômica e/ou desempregadas, moradoras da área de abrangência das operações da Petrobras, e visa ampliar as oportunidades de empregabilidade no setor de Óleo e Gás. No total serão ofertadas quase 20 mil vagas até 2028 em diferentes cursos de qualificação, com a priorização de grupos minorizados - como mulheres, pessoas pretas e pardas, pessoas transgênero, pessoas com deficiência, indígenas, quilombolas e pessoas refugiadas. Por meio dessa iniciativa, a Petrobras visa contribuir para ampliar as oportunidades de aproveitamento de mão de obra local pela sua cadeia de fornecedores em paradas de manutenção de Unidades de Operações e em projetos de investimento previstos no Planejamento Estratégico da companhia. Apenas no segundo semestre de 2024 foram ofertadas cerca de 1000 vagas em 17 cursos nos sete estados (ES, MG, PE, PR, RJ, RS e SP) abrangidos pelo Programa.

Com o objetivo de ampliar os investimentos em um portfólio mais diversificado de projetos em soluções baseadas na natureza, a Companhia fortaleceu sua parceria com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) por meio do *matchfunding* Floresta Viva. A iniciativa visa ao apoio financeiro conjunto de R\$ 118 milhões em um período de sete anos a projetos de reflorestamento de espécies nativas nos biomas brasileiros, que gerem benefícios sociais e ambientais. Com a gestão pelo Fundo Brasileiro para a Biodiversidade (FUNBIO), o recurso está sendo aplicado em projetos escolhidos em dois editais: "Manguezais do Brasil" e "Corredores de Biodiversidade", que abrange os biomas Cerrado e Pantanal. Ao todo, deve ser alcançada a restauração de cerca de 4.200 hectares, em execução pelas organizações da sociedade civil apoiadas.

Além disso, em 2024, a Petrobras e o BNDES firmaram um protocolo de intenções para atuação conjunta no programa Restaura Amazônia, no qual irão investir R\$ 100 milhões nos próximos cinco anos para projetos de reflorestamento de espécies nativas na Amazônia Legal.

Também em 2024, a Petrobras estruturou o Fundo Petrobras de Bioeconomia, que será gerido pela Régia Capital, uma plataforma de investimentos sustentáveis criada pela JGP Gestão de Recursos Ltda. e pela BB Asset. Para o lançamento, a Petrobras destinou um aporte inicial de R\$ 50 milhões, acompanhado por mais R\$ 50 milhões da Régia Capital. O Fundo tem como objetivo apoiar projetos socioambientais, transformando-os em negócios sustentáveis capazes de preservar o capital investido e gerar renda para as comunidades envolvidas.

Ainda em 2024, a Petrobras e o BNDES lançaram um edital conjunto chamado Sertão + Produtivo, com foco na seleção de 10 projetos sociais para atuação em todos os estados do semiárido brasileiro. As duas empresas irão investir juntas R\$ 100 milhões nos próximos 60 meses em projetos que contribuam para o fortalecimento e estruturação de associações e cooperativas de agricultores familiares, para a produção de alimentos saudáveis e para a redução da insegurança alimentar, além da geração de renda para pessoas em situação de vulnerabilidade social.

O Programa Petrobras Socioambiental está alinhado à Política de Responsabilidade Social da Companhia, que orienta para o desenvolvimento de iniciativas socioambientais estruturantes e perenes, em alinhamento com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030 da ONU, que promovam o desenvolvimento das potencialidades dos territórios, a melhoria da qualidade de vida das comunidades e a recuperação e conservação da natureza, considerando as expectativas das partes interessadas e a contribuição para os negócios da Companhia, priorizando os locais onde a Petrobras atua.

Os valores dos investimentos socioambiental, e em patrocínio cultural, esportivo e de negócio, ciência e tecnologia, que consideram a Petrobras e suas subsidiárias consolidadas, operações conjuntas e entidades estruturadas, podem ser observados na tabela a seguir:

	Socioambientais	Culturais	Esportivos	Negócio, ciência e tecnologia (NTC)	Total
Investimentos (milhões de R\$)	293 ⁽¹⁾	193 ⁽²⁾	50 ⁽³⁾	49 ⁽⁴⁾	585

(1) 22% do valor corresponde a recurso via lei de incentivo (Do valor de 2024, não inclui o valor de R\$ 50 milhões correspondente ao Fundo de Bioeconomia.
(2) 99% do valor corresponde a recurso via lei do incentivo.
(3) 50% do valor corresponde a recurso via lei do incentivo.
(4) 17% valor corresponde a recurso via lei do incentivo.

Cabe destacar que o acompanhamento da percepção sobre a reputação corporativa revela que aqueles que possuem conhecimento dos projetos e dos patrocínios da Companhia - sejam eles sociais, ambientais, culturais ou esportivos - detêm percepção superior em relação àqueles que não possuem tal conhecimento. Ainda que esse delta reputacional varie a cada monitoramento trimestral no histórico da pesquisa, a diferença, sempre positiva, demonstra a relevância desses projetos para a reputação da Petrobras.

Publicidade

As ações de publicidade da Petrobras são:

- Planejadas estratégica e taticamente em ciclos anuais, de forma totalmente alinhada com o plano de comunicação vigente que, por sua vez, é desdobrado do Plano Estratégico da Companhia.
- Desenvolvidas com base nos elementos definidores do posicionamento da marca Petrobras.
- Realizadas sempre respeitando e prezando a diversidade étnica, geográfica, de gênero, idade e de pessoas com deficiência, além de combater qualquer forma de discriminação, desrespeito ou situação constrangedora, em observância às leis e ao Código Brasileiro de Autorregulamentação Publicitária, que estabelece as normas éticas aplicáveis à publicidade e propaganda, em especial, aos artigos abaixo elencados:
 - *Artigo 1º - Todo anúncio deve ser respeitador e conformar-se às leis do país; deve, ainda, ser honesto e verdadeiro.*
 - *“Artigo 2º - Todo anúncio deve ser preparado com o devido senso de responsabilidade social, evitando acentuar, de forma depreciativa, diferenciações sociais decorrentes do maior ou menor poder aquisitivo dos grupos a que se destina ou que possa eventualmente atingir.”*
 - *“Artigo 20 - Nenhum anúncio deve favorecer ou estimular qualquer espécie de ofensa ou discriminação racial, social, política, religiosa ou de nacionalidade.”*

O planejamento e a execução das ações publicitárias da Petrobras são realizados, hoje, por agências de propaganda contratadas via concorrência pública.

Em 2024, o valor total gasto com publicidade foi de R\$ 213 milhões. Esse valor se refere à publicidade efetivamente veiculada e retrata a posição de 31/12/2024. Para consultar os valores atualizados de gastos com publicidade após a conclusão do processo de auditoria de mídia (comprovação das veiculações efetivamente realizadas em 2024), acesse o Portal de Transparência da Petrobras, no endereço <https://transparencia.petrobras.com.br/despesas/publicidade>, onde estão listadas as despesas com contratos de serviços de publicidade da Companhia, bem como os gastos totais com publicidade dos últimos anos.

Parcerias e Convênios

Com relação a parcerias e convênios, a Companhia apoia a cooperação tecnológica com universidades e institutos de ciência e tecnologia, empresas, *startups* e outras operadoras, em busca de soluções de alto impacto em geração de valor, estabelecendo parcerias tecnológicas por meio de termos de cooperação. Dentre suas ações para alavancar a produtividade em PD&I, destacam-se:

i. O Programa ‘Conexões para Inovação’ é o programa de inovação aberta da Petrobras, criado para acelerar o desenvolvimento tecnológico e agregar valor à Companhia. O principal objetivo do programa é encontrar os melhores parceiros para cooperar e desenvolver, testar ou comercializar tecnologias, aumentando assim a competitividade e a transparência nos processos e proporcionando um melhor incentivo ao alinhamento do ecossistema de inovação.

O programa conta com um site externo <https://tecnologia.petrobras.com.br/> para divulgar diversas oportunidades de engajamento de parcerias com a Petrobras e é composto por diferentes módulos, pensados para tipos específicos de oportunidades relacionadas a três principais variáveis: (i) o público-alvo (estudantes, universidades, institutos de tecnologia, *startups*, grandes empresas etc.); (ii) o modelo de negócios; e (iii) o TRL (*Technology Readiness Level*).

Os módulos e as principais realizações do programa em 2024 foram:

- Módulo *Open Lab*: concentra as oportunidades para desenvolvimento de software de código aberto por meio do GitHub. Em 2024 três novos repositórios foram publicados.
- Módulo Encomendas Tecnológicas: concentra oportunidades que vão de TRL 2 a TRL 7 (“TRL” ou “*Technology Readiness Level*”), permitindo que a Petrobras assuma o risco tecnológico na fase de desenvolvimento da tecnologia, possibilitando a união das fases de desenvolvimento e expansão, tornando-as mais atrativas para as empresas. Em 2024, foram assinados dois novos contratos para desenvolvimento de tecnologias, representando um investimento total de mais de R\$ 23,1 milhões.
- Módulo Transferência de Tecnologias: nesse módulo a Petrobras oferta contratos de licenciamento de suas tecnologias, aumentando assim o número de empresas aptas a prestar serviços a partir de tecnologias Petrobras, em troca de royalties. Em 2024 foram assinados 18 contratos de licenciamento.
- Módulo *Startups*: busca desenvolver soluções e modelos de negócios de *startups* e pequenas empresas inovadoras por meio de projetos de inovação. Os projetos finalizados com sucesso contam com a possibilidade de realização de testes de campo do lote piloto ou serviço pioneiro. Em 2024, pela primeira vez, foram lançados dois editais simultâneos: um em parceria com o Sebrae e outro em colaboração com a ANP e outras operadoras. Juntos, os editais atraíram mais de 100 propostas, reforçando o engajamento do ecossistema de inovação e marcando um momento inédito no programa.
- Módulo Aquisição de Soluções: objetiva o teste de soluções inovadoras que vêm sendo desenvolvidas pelo ecossistema de inovação, por meio de contratos públicos de solução inovadora (CPSI). Cada CPSI pode alcançar o valor de US\$ 300 mil para os testes das soluções. Em 2022 a Petrobras assinou o primeiro CPSI. Em 2024 foram publicadas 20 oportunidades e foram assinados 18 CPSI no total, com um investimento total de mais de R\$ 19,9 milhões.
- Módulo de Parcerias Tecnológicas: nesse módulo são ofertados Acordos de Cooperação Tecnológica (TCs) focados em TRLs baixos e intermediários, exigindo assim forte engajamento com a academia. Em 2024, foram publicadas mais de 300 oportunidades e assinados 210 novos TCs, a maioria com institutos tecnológicos brasileiros, representando um investimento total de mais de R\$ 1,4 bilhão.
- Módulo Residentes: criado para aumentar a interação com parceiros externos (universidades, empresas de tecnologia e centros de PD&I), melhorar a sinergia e agilizar projetos internos e curvas de aprendizado associadas a tecnologias emergentes, por meio desse módulo pesquisadores dos parceiros vigentes da Petrobras atuam diretamente no seu centro de pesquisas. Em 2024, 36 pesquisadores externos assinaram contrato para trabalhar nas instalações Petrobras com acesso a laboratórios, softwares, capacidade computacional e banco de dados interno.

ii. A utilização de canais de engajamento e articulação com esses atores, como reuniões técnicas com representantes institucionais e pesquisadores da comunidade acadêmico-científica; promoção de workshops internos e externos para geração de ideias inovadoras; e realização de palestras junto a universidades e institutos de pesquisa visando a apresentação de desafios tecnológicos atuais da Petrobras.

iii. O Protocolo de Cooperação Ciência sem Fronteiras (PCSF) foi um programa do Governo Federal, no qual foram signatários a Petrobras, a CAPES e o CNPq. O aporte de recursos foi feito até 2018 e o consumo dos valores ocorreu até o fim do convênio em 2023. Em 31 de dezembro de 2024 encontrava-se em fase de prestação de contas, ainda sem previsão de conclusão.

3. Projeções

3.1. As projeções devem identificar:

a. Objeto da projeção

Os objetos das projeções estão indicados na tabela abaixo (subitem "d").

b. Período projetado e o prazo de validade das projeções

Corresponde ao período do Plano de Negócios 2026-2030 (PN 2026-30), anunciado pela Companhia em 27 de novembro de 2025.

Os períodos projetados são os anos 2026, 2027, 2028, 2029 e 2030, ou o consolidado no horizonte 2026-2030, e o ano de 2050, a depender da projeção, conforme indicado na tabela abaixo (subitem "d").

As projeções informadas neste item são dados hipotéticos, que não constituem promessa de desempenho, e são válidas até a próxima revisão anual do Plano da Companhia, ou caso haja alguma mudança significativa de cenário que justifique alterar a projeção.

c. Premissas das projeções, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle

De forma geral, as projeções têm como premissa a capacidade da Companhia de executar suas operações e os projetos, conforme previsto no Plano. Destaca-se abaixo as premissas mais relevantes que podem impactar as projeções divulgadas:

Principais premissas que escapam ao controle da administração: (i) fatores externos, tais como mudanças no cenário macroeconômico brasileiro e global (como taxa de câmbio, preços de petróleo, gás natural e derivados, taxa de juros e inflação); e (ii) mudanças no ambiente regulatório nacional e global (como impostos e taxações).

Principais premissas que podem ser influenciadas pela administração: (i) política de preços; (ii) política de remuneração aos acionistas; (iii) caixa de referência, (iv) eficiência operacional (como volume de produção e custos associados); (v) a execução dos projetos; (vi) foco na gestão ativa da dívida e nível de endividamento ótimo; (vii) gestão ativa de portfólio; e (viii) gestão de riscos.

Importante observar que apesar de estarem classificados como de influência pela administração há fatores externos que podem impactar a capacidade da Companhia de entregar efetivamente as projeções apresentadas como: (i) produção: não é possível conhecer totalmente as características dos reservatórios à época da estimativa de produção; (ii) execução dos projetos: atrasos na entrega de equipamentos e nos serviços necessários para o desenvolvimento da produção por fornecedores por fatores não gerenciáveis (escassez de matéria prima, impactos de guerras, pandemia e outros); (iii) aquisições/desinvestimentos previstos: dependem do alinhamento dos ativos ao Plano, da negociação, do preço etc.

d. Valores dos indicadores que são objeto da previsão

3.1 (a) Objeto da projeção	Plano de referência	3.1 (b) Período projetado	3.1 (d). Valores da projeção
CAPEX (US\$ bilhões)⁽¹⁾			
Capex Total (Carteiras "em Implantação" + "em Avaliação")	PN 2026-2030	2026	20,5
		2027	23,5
		2028	23,5
		2029	21,3
		2030	20,6
Capex Total (Carteira em Implantação)	PN 2026-2030	2026	19,4
		2027	21,0
		2028	20,5
		2029	16,1
		2030	14,3
Capex E&P (Carteira em Implantação)	PN 2026-2030	2026	14,8
		2027	15,4
		2028	14,4
		2029	12,7
		2030	11,9
Capex RTC (Carteira em Implantação)	PN 2026-2030	2026	3,2
		2027	4,0
		2028	4,2
		2029	2,6
		2030	1,9
Capex G&EBC (Carteira em Implantação)	PN 2026-2030	2026	1,0
		2027	1,2
		2028	1,3
		2029	0,3
		2030	0,2
Capex Corporativo (Carteira em Implantação)	PN 2026-2030	2026	0,5
		2027	0,5
		2028	0,6
		2029	0,4
		2030	0,3
Capex Total (Carteira em Avaliação)	PN 2026-2030	2026 a 2030	18
Capex E&P (Carteira em Avaliação)	PN 2026-2030	2026 a 2030	9
Capex RTC (Carteira em Avaliação)	PN 2026-2030	2026 a 2030	5
Capex G&EBC (Carteira em Avaliação)	PN 2026-2030	2026 a 2030	5
Investimento Caixa (Carteiras "em Implantação" + "em Avaliação" ⁽²⁾)	PN 2026-2030	2026	18
		2027	20
		2028	21
		2029	17
		2030	17
Investimento Caixa (Carteira em Implantação)	PN 2026-2030	2026	16,9
		2027	17,2
		2028	17,1
		2029	12,6
		2030	11,3

PRODUÇÃO ⁽³⁾ e CUSTO TOTAL DO PETRÓLEO PRODUZIDO ⁽⁴⁾			
Produção de óleo (milhões bpd)	PN 2026-2030	2026	2,5
		2027	2,6
		2028	2,7
		2029	2,6
		2030	2,6
Produção de óleo e gás comercial (milhões boed)	PN 2026-2030	2026	2,8
		2027	2,8
		2028	2,9
		2029	2,9
		2030	2,9
Produção total de óleo e gás (milhões boed)	PN 2026-2030	2026	3,1
		2027	3,2
		2028	3,4
		2029	3,4
		2030	3,3
Custo Total do Petróleo Produzido - CTPP (US\$/boe)	PE 2026-2030	2026 a 2030	30,4
DÍVIDA BRUTA (US\$ bilhões)			
Dívida Bruta ⁽⁵⁾	PN 2026-2030	2026 a 2030	< 75
FONTES E USOS (US\$ bilhões)			
Geração de caixa operacional ⁽⁶⁾	PN 2026-2030	2026 a 2030	190-220
Geração de caixa operacional por ano	PN 2026-2030	2026	35
		2027	40
		2028	42
		2029	42
		2030	42
Earn-outs ⁽⁷⁾	PN 2026-2030	2026 a 2030	0-5
Fluxo de caixa de investimentos ⁽⁸⁾	PN 2026-2030	2026 a 2030	85-95
Dividendos	PN 2026-2030	2026 a 2030	45-50
Novos Projetos	PN 2026-2030	2026 a 2030	10-15
Arrendamentos	PN 2026-2030	2026 a 2030	45-50
Arrendamentos por ano	PN 2026-2030	2026	10
		2027	10
		2028	9
		2029	9
		2030	9
Amortização Líquida ⁽⁹⁾	PN 2026-2030	2026 a 2030	0-5
Despesas financeiras	PN 2026-2030	2026 a 2030	5-10
OUTRAS MÉTRICAS			
GOG - Gastos Operacionais Gerenciáveis (US\$ bilhões)	PN 2026-2030	2026	20,2
		2027	21,3
		2028	21,9
		2029	21,9
		2030	22,3
Carteira de descomissionamento (US\$ bilhões) ⁽¹⁰⁾	PN 2026-2030	2026 a 2030	9,7
Oferta Energia Petrobras - petróleo, gás e baixo carbono (market share)	PN 2026-2030	2030	31%
		2050	31%

Notas:

1. As projeções de CAPEX consideram uma variação de +/- 5%.
2. Exclui principalmente arrendamentos, gastos com geologia e geofísica, além do descasamento temporal entre caixa e competência de plataformas, materiais e equipamentos.
3. As projeções de produção consideram a participação da Petrobras e uma variação de +/- 4%.
4. Corresponde à média do CTPP - que inclui custo de extração, participações governamentais e depreciação e depleção.
5. Corresponde ao limite anual da Dívida Bruta durante o período.
6. Após impostos e depósitos judiciais. Inclui excedente de caixa no início do período.
7. Inclui pagamentos contingentes, diferidos e desinvestimentos.
8. Investimentos totais.
9. Amortizações de principal de financiamentos, líquidas de captações.
10. Destinação sustentável de equipamentos e abandono de poços.

3.2. Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

a. Informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

Ver tabela abaixo

b. Quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

Ver tabela abaixo

c. Quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Para informações das novas projeções do PN 2026-30, ver item 3.1 deste Formulário de Referência. Para mais informações sobre os investimentos previstos para o período 2026 a 2030, ver item 2.10.

A tabela abaixo apresenta informações referentes às projeções dos três últimos exercícios sociais.

3.1 (a) Objeto da projeção	Plano de referência	3.1 (b) Período projetado (anual ou intervalo)	3.2 Valores da projeção (anual ou intervalo do plano)	3.2 (b) Realizado no ano ou no primeiro ano do intervalo	3.2 (b) Justificativa de desvio ⁽¹⁾ ou 3.2 (c) Justificativa de abandono ou substituição	3.2 (a) Substituída ou repetida. 3.2 (c) Válida, abandonada ou substituída. ⁽²⁾
CAPEX (US\$ bilhões)						
Capex Total	PE 2023 - 2027	2023	13	12,7	Redução devido, principalmente, a postergação de marcos de UEP de Búzios.	N/A
Capex Total ("em implantação + "em avaliação) ⁽³⁾	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	102	16,6	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Capex Total ("em implantação + "em avaliação) ⁽⁴⁾	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	111	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Capex Total (Carteira em Implantação)	PE 2024 - 2028	2024	13,5-14,5	16,6	Realização de CAPEX de US\$ 16,6 bi, superior ao limite do guidance revisado (US\$ 14,5 bi) intensificado em grande parte pela realização de marcos de pagamento associados à construção dos novos sistemas de produção do campo de Búzios.	N/A
		2025	21	N/A	Com a divulgação do PN 2025-29, essas projeções anuais foram substituídas por outros valores.	Substituída
		2026	19,1	N/A		Substituída
		2027	17,5	N/A		Substituída

	PN 2025 - 2029	2028	15,2	N/A		Substituída
		2025	18,5	pendente	pendente	Válida
		2026	19,6	N/A	Com a divulgação do PN 2026-30, essas projeções anuais foram substituídas por outros valores.	Substituída
		2027	19,5	N/A		Substituída
		2028	20,9	N/A		Substituída
		2029	19,7	N/A		Substituída
Capex E&P	PE 2023 - 2027	2023	11,2	10,4	Redução devido, principalmente, a: (a) postergação dos marcos de UEP de Búzios, (b) postergação de atividades no PID Barracuda/Caratinga e (c) postergação de troca de linhas em Búzios.	N/A
Capex E&P (Carteira em Implantação)	PE 2024 - 2028	2024	11,1-12,1	13,9	Realização de CAPEX de US\$ 13,9 bi, superior ao limite do guidance revisado (US\$ 12,1 bi) intensificado em grande parte pela realização de marcos de pagamento associados à construção dos novos sistemas de produção do campo de Búzios.	N/A
		2025	17,1	N/A	Com a divulgação do PN 2025-29, essas projeções anuais foram substituídas por outros valores.	Substituída
		2026	15,1	N/A		Substituída
		2027	13,5	N/A		Substituída
		2028	12,3	N/A		Substituída
	PN 2025 - 2029	2025	15,1	pendente	pendente	Válida
		2026	15,3	N/A	Com a divulgação do PN 2026-30, essas projeções anuais foram substituídas por outros valores.	Substituída
		2027	15,1	N/A		Substituída
		2028	15,4	N/A		Substituída
		2029	15,5	N/A		Substituída
Capex Refino	PE 2023 - 2027	2023	1,3	1,3	Realizado em linha com o projetado.	N/A
Capex Comercialização e Logística	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	1,6	N/A	Com a divulgação do PE 2024-28, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Capex RTC Refino, Transporte e Comercialização (Carteira em Implantação)	PE 2024 - 2028	2024	1,9	1,8	Realização em linha com o planejado. Desvio em função de variação cambial	N/A
		2025	2,3	N/A	Com a divulgação do PN 2025-29, essas projeções anuais foram substituídas por outros valores.	Substituídas
		2026	2,6	N/A		
		2027	2,8	N/A		
		2028	2	N/A		
	PN 2025 - 2029	2025	2,2	pendente	pendente	Válida
		2026	2,9	N/A	Substituída no PN 2026-30	Substituída
		2027	3,3	N/A	Substituída no PN 2026-30	Substituída
		2028	4,2	N/A	Repetida no PN 2026-30	Repetida
		2029	3,4	N/A	Substituída no PN 2026-30	Substituída

Capex G&E	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	1,4	N/A	O PE 2024-28 passou a apresentar projeção anual da parcela em implantação do Capex G&E. O Capex G&E total do período 2024-28 (soma dos valores anuais “em implantação” e o valor “em avaliação” do período) é superior ao do período 2023-27 devido a um aumento de Capex em relação ao plano anterior.	Abandonada
Capex G&E Gás e Energias de Baixo Carbono (Carteira em Implantação)	PE 2024 - 2028	2024	0,5	0,4	Realização em linha com o planejado.	N/A
		2025	1	N/A	Com a divulgação do PN 2025-29, essas projeções anuais foram substituídas por outros valores.	Substituídas
		2026	0,9	N/A		
		2027	0,6	N/A		
		2028	0,4	N/A		
	PN 2025 - 2029	2025	0,6	pendente	pendente	Válida
		2026	0,8	N/A	Com a divulgação do PN 2026-30, essas projeções anuais foram substituídas por outros valores.	Substituídas
		2027	0,7	N/A		
		2028	0,7	N/A		
		2029	0,4	N/A		
Capex Corporativo	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	3	N/A	Divulgação do PE 2024-2028	Abandonada
	PE 2024 - 2028	2024	0,2	0,5	Realização superior em função: i) Alocação de custo do Projeto de Malha Óptica que foi planejado dentro do CAPEX do E&P e realizado dentro do segmento CORP; ii) recuperação dos investimentos dos projetos de TIC.	N/A
		2025	0,7	N/A	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi substituída por outro valor	Substituída
		2026	0,6	N/A	O PN 2025-29 manteve o valor dessa projeção	Repetida
		2027	0,5	N/A	O PN 2025-29 manteve o valor dessa projeção	Repetida
		2028	0,5	N/A	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi substituída por outro valor	Substituída
	PN 2025 - 2029	2025	0,6	pendente	pendente	Válida
		2026	0,6	N/A	substituída no PN 2026-30	Substituída
		2027	0,5	N/A	repetida no PN 2026-30	Repetida
		2028	0,6	N/A		
		2029	0,4	N/A		
Capex - Carteira em avaliação total (RTC + G&E)	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	11	0	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada

Capex Carteira em Avaliação (E&P + RTC + G&E)	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	13	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Capex E&P (Carteira em Avaliação)	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	1	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Capex RTC - Carteira em avaliação	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	5	0	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Capex RTC (Carteira em Avaliação)	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	4	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Capex G&E - Carteira em avaliação	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	6	0	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Capex G&E (Carteira em Avaliação)	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	8	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
PRODUÇÃO E CUSTO TOTAL DO PETRÓLEO PRODUZIDO						
Produção de óleo (milhões bpd) ⁽⁵⁾	PE 2023 - 2027	2023	2,2	2,4	Produção dentro da faixa de variação de ± 2% da meta.	N/A
	PE 2024 - 2028	2024	2,2	2,2	Produção dentro da faixa de variação de ± 4% da meta.	N/A
		2025	2,2	N/A	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi substituída por outro valor	Substituída
		2026	2,4	N/A	O PN 2025-29 manteve o valor dessas projeções	Repetida
		2027	2,5	N/A		Repetida
		2028	2,5	N/A		Repetida
	PN 2025 - 2029	2025	2,3 ⁽¹³⁾	pendente	pendente	Válida
		2026	2,4	N/A	Com a divulgação do PN 2026-30, essas projeções anuais foram substituídas por outros valores.	Substituída
		2027	2,5	N/A		Substituída
		2028	2,5	N/A		Substituída
		2029	2,5	N/A		Substituída
Produção de óleo e gás comercial (milhões boed) ⁽⁵⁾	PE 2023 - 2027	2023	2,4	2,4	Produção dentro da faixa de variação de ± 2% da meta.	N/A
	PE 2024 - 2028	2024	2,5	2,4	Produção dentro da faixa de variação de ± 4% da meta.	N/A
		2025	2,5	N/A	O PN 2025-29 manteve o valor dessas projeções	Repetida
		2026	2,7	N/A		Repetida

Geração de caixa ⁽⁸⁾	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	170-190	43,2	Divulgação do PE 2024-28 com novo intervalo projetado	Abandonada
	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	180-207	38	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Geração de caixa operacional	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	190-210	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Desinvestimentos	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	out/20	3,6	Divulgação do PE 2024-28 com novo intervalo projetado e saída de alguns ativos da carteira de desinvestimentos. Além de mudança de nomenclatura para “ <i>Earn-outs</i> (incluindo desinvestimentos)”	Abandonada
<i>Earn-outs</i> ⁽⁹⁾	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	0-3	1,3	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	0-5	pendente	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Captação Líquida ⁽¹⁰⁾	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	0-5	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, além da alteração do período projetado, o objeto da projeção foi alterado para “Amortização Líquida”	Abandonada
Dividendos ⁽¹¹⁾	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	65-70	19,7	Divulgação do PE 2024-28 com novo intervalo projetado e estimativa de dividendos alinhada à Política de Remuneração aos Acionistas vigente.	Abandonada
	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	40-45	11,1	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	45-55	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Dividendos extraordinários em potencial ⁽¹¹⁾	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	5 a 10	7,6	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada

Dividendos extraordinários em potencial e/ou Novos Projetos ⁽¹²⁾	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	5 a 10	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, além da alteração do período projetado, o objeto da projeção foi alterado para "Novos Projetos"	Abandonada
Fluxo de caixa de investimentos	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	65-70	12,1	Divulgação do PE 2024-2028 com novo intervalo projetado e aumento de investimentos em relação ao plano anterior.	Abandonada
	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	90-95	14,6	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	80-85	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Amortizações Líquidas	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	0-5	2	Divulgação do PE 2024-2028 com novo intervalo projetado	Abandonada
	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	5 a 10	4,4	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Amortizações de arrendamento	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	35-40	4,8	Divulgação do PE 2024-2028 com novo intervalo projetado	Abandonada
	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	35-40	7,9	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Arrendamentos	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	55-60	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
Despesas financeiras	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	5 a 10	3,5	Divulgação do PE 2024-2028 com novo intervalo projetado	Abandonada
	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	5 a 10	1,9	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	5 a 10	pendente	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada
OUTRAS MÉTRICAS						
ABEX (custo de abandono) - em US\$ bilhões	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	9,9	pendente	Com a divulgação do PN 2026-30, além da alteração do período projetado, o objeto da projeção foi alterado para "Carteira de descomissionamento".	Abandonada

Oferta Energia - petróleo e gás e renováveis - exajoules (EJ)	PE 2050	2050	6,5	N/A	Como o valor dessa projeção corresponde a um percentual de market share da oferta primária de energia do Brasil (mantida em 31% no PE 2050), e o valor dessa oferta de energia diminuiu de 22 EJ para 21 EJ, a projeção para 2050 foi recalculada de 6,8 EJ para 6,5 EJ. No PN 2026-30 substituímos para um indicador percentual da projeção (31% de <i>market share</i>), em vez de apresentar um valor absoluto.	Substituída

Notas:

1. “N/A”: nos casos em que o período projetado é o intervalo do plano, não há como comparar com o realizado de um ano e justificar eventuais desvios.
2. “N/A”: em caso de projeções relativas a períodos já transcorridos. / “Substituída”: quando apenas o valor da projeção foi alterado. / “Repetida”: quando o objeto da projeção, o período projetado e o valor da projeção foram mantidos. / “Abandonada”: (i) quando o objeto da projeção foi alterado ou descontinuado, e/ou (ii) quando o período projetado foi alterado. / “Válida”: projeções relativas a períodos ainda em curso que permanecem válidas na data da entrega do formulário.
3. Não inclui US\$ 12 bilhões em leasings de FPSOs. Inclui potenciais aquisições.
4. As projeções de CAPEX PN 2025-29 consideram uma variação de +/- 10%.
5. As projeções de produção consideram uma variação de +/- 4%, exceto no ano de 2023 que considerou +/- 2%.
6. O valor projetado do CTPP corresponde a uma média do período do plano que deve ser observado ao longo do período projetado. É composto por custo de extração, participação governamental e da parcela de depreciação, depleção e amortização dos ativos em operação no horizonte. Não inclui investimentos exploratórios e custo de capital, principalmente.
7. Corresponde ao limite da Dívida Bruta durante o período.
8. Após impostos e depósitos judiciais.
9. Inclui pagamentos contingentes, diferidos e desinvestimentos.
10. Captação de financiamentos, líquidos de amortizações.
11. Podem incluir recompras de ações
12. Inclui os dividendos extraordinários declarados em 21/11/2024.
13. Devido ao aumento de eficiência operacional e maiores entregas de produção ao longo do ano, no momento da divulgação do Plano de Negócios 2026-30, a projeção de produção de óleo para 2025 estava em torno de 2,4 milhões de bpd, com expectativa de fechar o ano na banda superior da meta de 2,3 milhões de bpd, com variação de ±4%.

4. Fatores de Risco

4.1. Descrever os fatores de risco com efetivo potencial de influenciar a decisão de investimento, observando as categorias abaixo e, dentro delas, a ordem decrescente de relevância:

A natureza das operações da Companhia a expõe a uma série de riscos que, individualmente ou em conjunto, podem ter um efeito em seu desempenho financeiro. Os fatores de riscos são apresentados nos seguintes grupos:

Riscos relacionados (a) ao emissor; (b) a seus acionistas, em especial os acionistas controladores; (c) a suas controladas e coligadas; (d) a seus administradores; (e) a seus fornecedores; (f) a seus clientes; (g) aos setores da economia nos quais o emissor atue; (h) à regulação dos setores em que o emissor atue; (i) aos países estrangeiros onde o emissor atue; (j) a questões sociais; (k) a questões ambientais; (l) a questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição; (m) ao uso da marca; (n) a ações e títulos de dívida.

a) Riscos relacionados ao emissor

a.1) A Companhia está exposta a riscos de segurança, meio-ambiente e saúde em suas operações, que podem levar a acidentes, perdas significativas, processos administrativos e passivos judiciais.

As atividades relacionadas ao negócio de petróleo e gás apresentam riscos elevados, geralmente por envolverem altas temperaturas e pressões. Em particular, atividades em águas profundas e ultraprofundas, no refino e em petroquímica, realizadas pela Companhia, suas subsidiárias, ou empresas coligadas apresentam vários riscos, como vazamentos de óleo e produtos, colapsos, acidentes aeronáuticos, incêndios e explosões em refinarias e unidades de exploração e produção, incluindo plataformas, embarcações, dutos, minas, terminais, laboratórios e perdas de contenção em barragens, dentre outros ativos pertencentes ou operados pela Companhia, por subsidiárias ou empresas coligadas. Esses eventos podem ocorrer devido a falhas técnicas ou humanas ou desastres naturais, entre outros fatores. A ocorrência de um desses eventos, ou outros incidentes relacionados, pode resultar em impactos à saúde da força de trabalho da Companhia e/ou comunidades do entorno, fatalidades e danos ambientais. Eles podem causar danos materiais, perdas de produção, perdas financeiras e, em determinadas circunstâncias, responsabilização em processos cíveis, trabalhistas, criminais, ambientais e administrativos. Como consequência, a Companhia pode incorrer em despesas relacionadas à mitigação, recuperação e/ou compensação pelos danos causados.

A Companhia também está exposta a riscos de segurança corporativa decorrentes de atos de interferência intencional de terceiros em seus dutos e áreas próximas, especialmente derivações clandestinas (furtos) de petróleo e derivados, principalmente nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Apesar dos esforços da Companhia e de ações das autoridades públicas no combate às derivações clandestinas, caso essa interferência continue, poderá resultar em acidentes de pequenas ou grandes proporções, incluindo vazamentos ou danos às instalações e às comunidades próximas às instalações, o que pode afetar a continuidade das operações e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas, o que pode impactar negativamente os resultados da Companhia. Para mais informações, veja o item 1.4 deste Formulário de Referência.

Por fim, devido a riscos como os mencionados acima, há possibilidade de a Companhia enfrentar dificuldades na obtenção ou manutenção de licenças de operação e sofrer danos a sua imagem e reputação.

a.2) Falhas em sistemas de tecnologia da informação, sistemas de segurança da informação (cybersecurity) e sistemas e serviços de telecomunicações podem impactar adversamente as operações e reputação da Companhia.

As operações da Companhia são fortemente dependentes de sistemas e serviços de tecnologia da informação e de telecomunicações, bem como do grau de proteção tecnológica e da robustez dos controles internos associados. Interrupções ou mau funcionamento que afetem esses sistemas e/ou suas infraestruturas, causados por obsolescência, falhas técnicas, atos intencionais, ou ainda, decorrentes de fatores geopolíticos ou derivados de

sistemas de terceiros, infraestrutura digital e a nuvem podem prejudicar ou mesmo paralisar os negócios e impactar adversamente as operações e a reputação da Companhia. Estas situações também podem levar a custos não previstos para a recuperação de informações e ativos, além da imposição de multas ou sanções legais.

Falhas de segurança da informação (incluindo os sistemas industriais e de automação), sejam externas, intencionais ou não (por exemplo, *malwares*, *hackers*, ciberterrorismo), ou internas (por exemplo, negligência ou uso indevido de ativos de TI de empregados ou prestadores de serviços da Companhia que executam atividades de trabalho em regime híbrido, presencialmente e remotamente) também podem causar impactos nos negócios e na reputação da Companhia, no relacionamento com partes interessadas e com entes externos (governo, órgãos reguladores, parceiros, fornecedores, entre outros), no posicionamento estratégico em relação aos seus competidores e em seus resultados operacionais e financeiros. Além disso, o uso de inteligência artificial (IA) em ataques cibernéticos ou em sistemas e processos de tomada de decisão pode amplificar os riscos existentes e criar novas ameaças que podem impactar os negócios da Companhia.

Sistemas de inteligência artificial podem apresentar disparidades entre subgrupos ou idiomas devido a dados de treinamento tendenciosos ou podem estar sujeitos a riscos como envenenamento de dados (*data poisoning*), o que pode comprometer a integridade do modelo, ou alucinação (*hallucination*), o que pode gerar informações incorretas ou enganosas. Dados de treinamento tendenciosos, envenenamento de dados e alucinação podem impactar negativamente os processos internos de tomada de decisão baseados em IA. Além disso, a IA pode ser usada por agentes externos para automatizar e escalar ataques cibernéticos já conhecidos, tornando-os mais eficientes e difíceis de detectar em tempo hábil.

Adicionalmente, a Companhia está sujeita a regulamentações crescentes relacionadas à segurança cibernética e à segurança da informação, incluindo, entre outros aspectos, proteção adequada de dados e ativos digitais, supervisão de riscos cibernéticos e comunicação de incidentes. O não cumprimento dessas regulamentações nos níveis nacional e internacional poderá resultar em sanções legais, bem como impactos em nossa imagem e reputação, e afetar nossos resultados operacionais e financeiros.

a.3) Manter os objetivos da produção de petróleo no longo prazo depende da capacidade da Companhia de incorporar e desenvolver com êxito as suas reservas.

A capacidade da Companhia de incorporar reservas adicionais depende das atividades de exploração, que expõem a Companhia aos seus riscos inerentes e podem não levar à descoberta de reservas de petróleo ou gás natural comercialmente viáveis.

Além disso, a concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil ou as dificuldades na obtenção de licenciamento ambiental em áreas de nova fronteira, tanto no Brasil quanto no exterior, podem tornar mais difícil ou custoso (i) obter áreas adicionais em rodadas de licitação para novos contratos e (ii) desenvolver áreas contratadas existentes.

Adicionar novas reservas depende da capacidade da Companhia em conceber e implementar projetos de desenvolvimento. As atividades de exploração e desenvolvimento em águas profundas e ultraprofundas demandam investimentos significativos de capital e envolvem diversos fatores que estão fora do controle da Companhia, como mudanças significativas nas condições econômicas, regulações ambientais e climáticas e obtenção e/ou renovação de licenças ambientais, capacidade de atendimento do mercado de suprimentos e condições operacionais inesperadas, incluindo falhas de equipamentos ou incidentes, que podem restringir, atrasar ou cancelar as operações da Companhia.

a.4) A Companhia pode sofrer perdas e dedicar tempo e recursos financeiros na defesa de litígios e arbitragens pendentes.

Atualmente, a Companhia é parte em diversos processos administrativos, judiciais e arbitrais de naturezas cível, administrativa, tributária, trabalhista, ambiental e de reivindicações corporativas movidas contra ela. Essas reclamações envolvem montantes substanciais de dinheiro e outros recursos, e o custo total de decisões desfavoráveis pode ter um efeito adverso relevante em seus resultados e condição financeira.

Esses processos judiciais, administrativos e arbitrais podem ter um impacto negativo nos resultados da Companhia no caso de resultados desfavoráveis, como rescisão de contratos e / ou revisão de autorizações governamentais. Dependendo do resultado, os litígios podem resultar em restrições às operações da Companhia e ter um efeito material adverso sobre alguns de seus negócios.

A Companhia pode ser afetada por mudanças em regras, regulamentações e jurisprudência o que pode ter um efeito adverso relevante sobre sua condição financeira e resultados.

a.5) A seleção e o desenvolvimento dos projetos de investimento da Companhia possuem riscos que podem afetar seus resultados esperados.

A Companhia avalia constantemente novas oportunidades de projetos para compor seu portfólio de investimentos. Como a maioria dos projetos é caracterizada por um longo período de desenvolvimento e maturação, a Companhia pode se confrontar com mudanças nas condições de mercado, tais como flutuações nos preços de insumos e produtos acabados, novos requisitos regulatórios, preferências do consumidor e perfil da demanda, taxas de câmbio e de juros e condições de financiamento que podem comprometer suas taxas de retorno esperadas. A Companhia também pode ajustar seus critérios de aprovação de projetos, aumentando nosso foco naqueles destinados à descarbonização, resultando em perfis diferentes de risco e retorno.

A Companhia enfrenta riscos específicos para projetos de óleo e gás. Apesar de sua experiência na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas e do desenvolvimento contínuo de estudos durante as etapas de planejamento, a quantidade e a qualidade do óleo e gás produzidos em um determinado campo só serão totalmente conhecidas na fase de produção, o que pode exigir ajustes ao longo do ciclo de vida do projeto e de sua taxa de retorno esperada.

Há também riscos relacionados a possíveis atrasos na execução de projetos de óleo e gás, que podem resultar no descasamento de datas exigidas entre projetos de *upstream* e *downstream* (por exemplo, atraso na infraestrutura *onshore*, impactando o fluxo *offshore* de óleo e gás e transporte *onshore* de gás). A Companhia, juntamente com parte de sua cadeia de suprimentos, também enfrenta riscos associados a conflitos internacionais, guerras ou indisponibilidade não planejada de ativos e/ou recursos críticos (como sondas de perfuração, embarcações especiais e as cadeias de gás natural e GNL) que também podem impactar o fluxo *offshore* e *onshore* e podem comprometer a continuidade de sua cadeia produtiva de negócios. Além disso, falhas em atender obrigações estabelecidas pelas agências regulatórias podem resultar em multas e passivos.

Adicionalmente, apesar de sua experiência em exploração e produção e refino, a Companhia pode enfrentar novos desafios técnicos à medida que se aproxima da fronteira tecnológica.

O Plano Estratégico e o Plano de Negócios da Petrobras incluem iniciativas relacionadas às mudanças climáticas, cujos compromissos vem se tornando cada vez mais relevantes nos negócios de óleo e gás. Os riscos das mudanças climáticas incluem riscos físicos, tais como eventos climáticos extremos e seu impacto nas operações da Companhia, bem como riscos inerentes à transição energética para uma economia de baixo carbono, incluindo mudanças políticas e/ou regulatórias e mudanças nas demandas do mercado. Para enfrentar esses riscos, a Companhia pode precisar aumentar seus investimentos em medidas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, o que pode resultar em maiores gastos de capital e impactar significativamente seu Plano Estratégico e Plano de Negócios. Para mais informações sobre como a mudança climática poderia impactar os resultados e estratégia da Companhia, veja o fator de risco “*l.1) Mudanças climáticas podem impactar o resultado e a estratégia da Companhia*” nesta seção.

a.6) A Companhia tem passivos substanciais e pode estar exposta a restrições significativas de liquidez no curto e médio prazo, o que pode afetar materialmente e adversamente sua situação financeira e resultados.

A Companhia reduziu substancialmente o nível de sua dívida nos últimos anos. No entanto, o seu passivo ainda é relevante e, potencialmente, poderia fragilizar a liquidez da empresa em momentos adversos. Considerando que pode haver restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar seus investimentos planejados, pagar o principal e juros das obrigações da Companhia, nos termos contratados, e honrar seus compromissos financeiros,

qualquer dificuldade em levantar montantes significativos de capital de dívida no futuro poderá afetar seu resultado e a capacidade de cumprir seu Plano de Negócios ou qualquer outro plano adotado posteriormente.

A falta da classificação de crédito de grau de investimento da Companhia e qualquer redução de suas classificações de crédito podem gerar consequências adversas sobre a sua capacidade de obter financiamentos no mercado por meio de títulos de dívida ou ações, ou pode afetar seu custo de financiamento, tornando mais difícil e/ou caro refinar obrigções que estão para vencer. O impacto em sua capacidade de obter financiamento e no custo de financiamento pode afetar adversamente os resultados e a situação financeira da Companhia.

Além disso, a classificação de crédito da Companhia é sensível a qualquer mudança no *rating* de crédito do Governo Federal brasileiro. Qualquer redução das classificações de crédito do Governo Federal brasileiro pode ter consequências adversas adicionais sobre a capacidade da Companhia obter financiamentos e/ou sobre o seu custo de financiamento e, consequentemente, sobre seus resultados e condição financeira.

a.7) Interpretações divergentes da legislação tributária ou mudanças na lei tributária podem causar um efeito adverso sobre a condição financeira da Companhia e sobre os seus resultados.

A Petrobras e suas participações societárias no Brasil ou no exterior estão sujeitas a regras e regulamentos tributários que podem, ao longo do tempo, ser interpretados de maneira diferente pela Petrobras, suas participações societárias e pelas autoridades fiscais (incluindo autoridades federais, estaduais e municipais) que não possuem interpretações uniformes. Em consequência de tais divergências, a Petrobras e suas participações societárias podem ter que assumir provisões e cobranças imprevistas. Em alguns casos, quando a Petrobras e/ou suas participações societárias esgotarem todos os recursos administrativos relativos a uma contingência tributária, outros recursos podem ser interpostos nos tribunais judiciais, o que podem exigir que forneçamos garantias, como o depósito de valor igual ao valor demandado. Em alguns desses casos, a liquidação destas cobranças através de transações tributárias ou programas de incentivo à regularização pode ser uma opção mais favorável a Petrobras e suas participações societárias, nestes casos a Petrobras avalia alternativas e realiza um processo de decisão informada sobre proceder ou não com acordos acerca de demandas tributárias.

Adicionalmente, o Congresso Brasileiro pode aprovar mudanças na legislação tributária que podem alterar substancialmente a estrutura tributária brasileira e impactar os negócios da Companhia. As autoridades tributárias do Brasil (incluindo as esferas federal, estaduais e municipais) e de outros países também podem publicar novas legislações e/ou regulações que impactem no cumprimento de obrigações tributárias (principal e acessórias), demandando relevantes esforços (recursos humanos e sistêmicos), por parte dos contribuintes, para o adimplemento das obrigações dentro do prazo legal. A obrigatoriedade de adaptação dos processos à nova legislação em tempo exíguo pode ocasionar efeito adverso no resultado da Petrobras e de suas participações.

Quaisquer dessas ocorrências pode ter um efeito adverso relevante na condição financeira e em resultados da Companhia

a.8) As estimativas de reservas de petróleo e gás natural da Companhia envolvem certo grau de incerteza, o que pode afetar adversamente a sua capacidade de gerar receita.

As reservas provadas de petróleo e gás natural incluídas neste Formulário de Referência são os volumes estimados de petróleo e gás natural brutos que os dados geocientíficos e de engenharia demonstram com razoável certeza de serem economicamente recuperáveis, a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e operacionais existentes (ou seja, utilizando preços e custos correntes) de acordo com a Regulação S-X da SEC e outras regulações aplicáveis.

As estimativas de reservas apresentadas são elaboradas com base em premissas e interpretações que estão sujeitas a riscos e incertezas. Os dados geocientíficos e de engenharia que a Companhia usa para estimar suas reservas possuem incertezas associadas que podem resultar em diferenças entre a produção esperada a partir das reservas reportadas e a produção de fato realizada. Além disso, as estimativas de reservas podem ser afetadas por mudanças significativas nas condições econômicas e regulamentações climáticas.

Incertezas nas regulamentações técnicas, econômicas e climáticas podem levar a reduções nas estimativas de reservas da Companhia e produções futuras menores, o que pode ter um efeito adverso no resultado da Companhia e em sua condição financeira.

a.9) Os projetos de descomissionamento têm se tornado mais relevantes no portfólio da Companhia, além de estarem sujeitos a crescentes exigências regulamentares e expectativas de partes interessadas, podendo resultar em danos a sua imagem e aumento de custos.

Os projetos de descomissionamento têm se tornado mais relevantes para o portfólio da Companhia à medida que os contratos de concessão expiram ou sistemas de produção perdem viabilidade econômica. Apesar da publicação da Resolução ANP 817/2020, que estabelece regras para conduzir o descomissionamento de sistemas de produção, a Companhia pode enfrentar algumas dificuldades na definição do escopo desses projetos e no atendimento aos requisitos regulamentares, especialmente em função da curva de aprendizado da indústria e da Companhia nesta área, assim como pela evolução da regulação aplicável. O encerramento de operações e descomissionamentos podem afetar negativamente o meio ambiente e as comunidades de entorno devido ao processo de desmantelamento de estruturas e plantas industriais. Embora os planos de descomissionamento da Companhia tenham sido desenvolvidos em conformidade com a legislação aplicável, é possível que esses planos enfrentem o escrutínio ou não atendam às demandas ou expectativas de partes interessadas em relação às práticas ambientais, sociais e de governança. Como resultado, a demanda de recursos para os projetos pode aumentar, assim como os custos, sejam eles operacionais ou referentes ao custeio total dos projetos. Adicionalmente, a imagem e a reputação da Companhia podem ser adversamente afetadas.

a.10) As obrigações com planos de benefícios previdenciários (“Petros”) e assistência médica são estimativas revisadas anualmente e podem divergir das obrigações reais futuras devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, bem como mudanças nas premissas atuariais, o que pode demandar contribuições adicionais para reequilibrar os planos.

O cálculo das obrigações atuariais, tanto para os planos de benefícios previdenciários como para o plano de saúde, é baseado em estimativas e premissas atuariais, bem como na modelagem das regras de negócio, observando-se os regulamentos e a legislação aplicáveis a cada plano. Dessa forma, o valor das obrigações corresponde a uma estimativa que pode mudar ao longo do tempo, à medida que as premissas e estimativas não se confirmem.

Além disso, a Companhia e a Petros enfrentam riscos relacionados à previdência complementar, incluindo o aumento gradual na longevidade do público alvo, riscos legais que agravam o nível dos benefícios e riscos que atingem os ativos financeiros mantidos pela Petros para cobrir obrigações dos planos de benefícios patrocinados pela Petrobras, os quais podem não gerar os retornos necessários para cobrir os passivos relevantes, caso em que contribuições adicionais da Companhia e dos participantes podem ser necessárias, observada a regra da paridade contributiva constitucional.

No que tange aos benefícios de saúde, os fluxos de caixa projetados também podem ser impactados pelos seguintes fatores:

- Por aumento dos custos médicos acima do esperado;
- Por demandas adicionais originadas de extensão de benefícios; e
- Pela dificuldade em se ajustar as contribuições dos participantes para refletir aumentos nos custos de saúde.

Esses fatores podem resultar em um aumento no passivo da Companhia e podem afetar adversamente seus resultados e sua condição financeira.

a.11) Dificuldades em atrair, desenvolver e reter pessoas com as habilidades e capacitação necessárias pode impactar negativamente a implementação da estratégia da Companhia.

O sucesso da Companhia depende da capacidade de continuar treinando e qualificando seu pessoal para que estejam preparados para assumir cargos sêniores no futuro.

O ingresso de empregados em cargo ou emprego público no Brasil é realizado por processo seletivo público, conforme previsto na Constituição Federal. Como a Consolidação Das Leis do Trabalho (CLT) não permite que a Petrobras demande experiência prévia superior a seis meses, a Petrobras não consegue garantir que novos empregados tenham a experiência adequada para exercício das atividades para as quais forem designados, ou seja, com qualificação, experiência e competências desenvolvidas previamente no mercado.

Não há garantia de que a Companhia alocará e treinará adequadamente os seus empregados, nem que será capaz de fazê-lo sem incorrer em custos adicionais. Qualquer falha pode afetar negativamente os resultados e os negócios da Companhia.

a.12) Greves, paralisações ou reivindicações trabalhistas por parte dos empregados da Companhia ou por empregados de seus fornecedores ou empresas contratadas podem afetar adversamente os resultados e o negócio da Companhia.

Fatores diversos podem levar a questionamentos judiciais e reivindicações trabalhistas, ensejando greves e paralisações, tais como:

- Discordâncias e insatisfações quanto à estratégia de negócios da Companhia, em particular, no que diz respeito à gestão do portfólio e suas implicações para a força de trabalho;
- Políticas de recursos humanos em relação a remuneração, benefícios e número de empregados;
- Contribuições dos trabalhadores para cobrir o déficit do plano de previdência (Petros);
- Implementação de regulamentos recentemente criados relacionados a planos de saúde e previdência;
- Mudanças na legislação trabalhista.

Greves, paralisações trabalhistas ou outras formas de reivindicação trabalhista em qualquer uma das instalações da Companhia ou em seus principais fornecedores, empreiteiros ou suas instalações ou em setores da sociedade que afetem os negócios da Companhia podem prejudicar sua capacidade de continuar suas operações e completar seus projetos, impactando adversamente os resultados e a condição financeira da Companhia.

a.13) Os negócios da Companhia podem ser material e adversamente afetados pelo surgimento de epidemias ou pandemias, como a COVID-19.

Epidemias e pandemias por agentes infectantes, como a pandemia da COVID-19, podem causar impactos à saúde da força de trabalho da Petrobras, de parceiros e fornecedores da Companhia, assim como, demandar o redesenho das rotinas, procedimentos e da organização do trabalho em geral, podendo, consequentemente, afetar a continuidade de várias atividades e a produtividade da Companhia. A operação de instalações como plataformas, refinarias, terminais, entre outras pode ser impactada, assim como o pleno funcionamento da cadeia de suprimentos. Além disso, tais eventos de saúde pública podem afetar os preços e a demanda do petróleo, o que, consequentemente, pode impactar negativamente os resultados e condição financeira da Companhia.

a.14) A Companhia não mantém seguro contra interrupção de negócios nas operações no Brasil e a maioria de seus ativos não está segurada contra guerra ou sabotagem.

Em geral, a Companhia não mantém cobertura de seguro para interrupções de negócios de qualquer natureza em suas operações no Brasil, incluindo interrupções de negócios causadas por disputas trabalhistas. Se, por exemplo, seus trabalhadores ou os de seus principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços entrassem em greve, as paralisações de trabalho resultantes poderiam ter um efeito adverso sobre a Companhia. Além disso, como regra geral, não há seguro para os ativos da Companhia em caso de guerra ou sabotagem. Portanto, um ataque ou incidente que cause a interrupção das operações pode ter um efeito adverso relevante nos resultados e condição financeira da Companhia.

Além disso, as apólices de seguros da Companhia não cobrem todos os tipos de riscos e passivos na área de segurança, meio ambiente, saúde, taxas governamentais, multas ou danos punitivos, o que pode impactar os resultados da Companhia. A Companhia não pode garantir que incidentes não ocorram no futuro, que haverá seguro

para cobrir os danos ou que não será responsabilizada por esses eventos, o que pode afetar negativamente seus resultados.

Ainda, a Companhia não pode garantir que os valores das coberturas contratadas de seguros para riscos relacionados às suas atividades serão suficientes para garantir, na hipótese de ocorrência de um sinistro, o pagamento de todos os danos causados, o que pode afetar adversamente os negócios e os resultados da Companhia.

a.15) A manutenção da competitividade da Petrobras depende da capacidade da Companhia de desenvolver, adaptar e ter acesso a novas tecnologias.

Inovação e tecnologia são elementos centrais para a Petrobras garantir a competitividade, segurança e geração de valor no futuro. A Companhia direciona seus esforços de pesquisa, desenvolvimento e inovação para aprimorar a eficiência e o crescimento dos segmentos de negócios atuais, como também para diversificar os futuros do negócio, seja por inovação incremental ou disruptiva.

Caso a Petrobras não inove nas áreas de conhecimento da indústria em que opera, a partir da melhoria dos processos e ativos até o desenvolvimento da indústria do futuro, a Companhia pode sofrer efeitos adversos na sua competitividade, na sua capacidade de implementar a estratégia de longo prazo e nas possibilidades de criação de valor.

Adicionalmente, sem inovação tecnológica, pode-se ter dificuldade na identificação e desenvolvimento de soluções para descarbonização das operações a baixos custos para a sociedade, como também dificuldades para fornecer energias cada vez mais limpas, comprometendo a competitividade e a capacidade de responder às regulamentações ambientais e às tendências do mercado tempestivamente.

a.16) O desenvolvimento da Companhia no segmento de transição energética, o que inclui produtos e serviços de baixo carbono, estão sujeitos a incertezas que podem afetar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno de nosso portfólio.

A Companhia pode realizar aquisições ou parcerias no segmento de transição energética que podem afetar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno do seu portfólio, devido aos riscos associados a essas novas oportunidades de projetos.

O sucesso de projetos de aquisição e parcerias relacionados a transição energética - o que inclui o desenvolvimento de produtos e serviços de baixo carbono - depende do desenvolvimento de novos processos, sinergias operacionais, regulamentações governamentais, recrutamento e capacitação, uma vez que novas habilidades profissionais podem ser necessárias. Dessa forma, o desenvolvimento de produtos e serviços com baixo carbono associado está sujeito a incertezas que podem ter efeito adverso nos resultados financeiros esperados da Companhia.

Espera-se que a demanda por combustíveis fósseis diminua à medida que tecnologias alternativas se tornem cada vez mais viáveis e populares. A capacidade da Companhia de permanecer competitiva durante a transição para fontes de energia mais limpas depende de fatores como desenvolvimentos regulatórios e preferências do consumidor influenciados pelas mudanças climáticas e pela transição energética para fontes de energia mais limpas. Incertezas quanto ao ritmo dessa transição energética podem afetar a demanda por produtos, levando a potenciais restrições de produção e oferta, o que pode dificultar o desenvolvimento de novas oportunidades de negócios lucrativos. Falhas relacionadas à diversificação das operações da Companhia podem impactar negativamente suas receitas.

a.17) Em decorrência de aquisições, desinvestimentos e parcerias, a Companhia está exposta a riscos que podem levar a perdas financeiras.

Após a conclusão de cada aquisição, desinvestimento ou parceria (etapa *post-closing*), a Companhia precisa realizar a gestão e acompanhamento das ações necessárias e previstas nos contratos de cada projeto, atentando-se para os direitos e o cumprimento das obrigações estabelecidas nos documentos que formalizam as transações. O descumprimento de tais obrigações contratuais ou o não exercício de direitos podem resultar em perdas financeiras para a Petrobras.

Além disso, conforme determinação da ANP, em caso de venda total ou parcial da participação da Companhia em contratos de E&P, a Companhia permanece solidariamente responsável pelos custos de abandono após o encerramento da produção da nova concessionária, caso ela deixe de cumprir essa tarefa. Tal responsabilidade solidária abrange as obrigações constituídas antes ou depois da transferência, desde que resulte de atividades realizadas em uma data anterior à transferência. O mesmo se aplica a passivos ambientais, independente do segmento do qual faz parte o ativo desinvestido. De acordo com a legislação ambiental, a responsabilidade por danos ambientais é oponível a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para sua realização e os ajustes havidos entre as partes compradora e vendedora não são capazes de afastar essa responsabilidade.

Adicionalmente, a venda de ativos da Companhia pode impactar negativamente as sinergias existentes e a integração logística dentro da Companhia, o que pode afetar adversamente seus resultados.

Os parceiros da Companhia, atuais ou do futuro, podem não ser capazes de cumprir com suas obrigações, incluindo as financeiras, o que pode comprometer a viabilidade de alguns projetos dos quais a Companhia participa. A depender da estrutura societária que rege a parceria, seus parceiros podem ter o direito de vetar determinadas decisões, o que também pode afetar a viabilidade de alguns projetos.

Independentemente da parceira responsável pelas operações de cada projeto de E&P, a Companhia pode estar exposta aos riscos associados a essas operações, incluindo litígios (em que a responsabilidade solidária pode ser aplicável) e a riscos de sanções governamentais derivadas dessas parcerias, que podem ter um efeito adverso material nas operações, reputação, fluxo de caixa e condição financeira da Companhia.

Em relação aos processos de aquisição e formação de parcerias, o ativo alvo pode não desempenhar conforme o esperado no momento da aquisição ou da formação da parceria. Esse risco inerente pode ser atribuído a uma variedade de fatores, incluindo a volatilidade dos preços de mercado, mudanças regulatórias e econômicas, bem como a integração cultural e operacional entre as organizações envolvidas.

a.18) A Companhia está sujeita ao risco de que os controles internos sobre relatórios financeiros possam se tornar inadequados devido a mudanças no ambiente de controles, ou de que o grau de conformidade com suas políticas e procedimentos possa se deteriorar.

Limitações inerentes aos controles internos sobre os relatórios financeiros podem fazer com que estes falhem em prevenir ou detectem erros, podendo afetar negativamente a capacidade da Companhia de reportar os resultados financeiros em períodos futuros, com precisão e de forma tempestiva. Além disso, é difícil projetar a eficácia dos controles internos sobre os relatórios financeiros para períodos futuros, pois os controles da Companhia podem se tornar inadequados devido a mudanças no ambiente de controles, ou porque o grau de conformidade da Companhia com suas políticas e procedimentos possa vir a se deteriorar.

A identificação de uma fraqueza material nos controles internos da Companhia sobre os relatórios financeiros ou de quaisquer das ocorrências acima podem afetar adversamente os negócios e operações da Companhia e podem gerar reações negativas do mercado a respeito da Companhia, potencialmente afetando a condição financeira e levando a um declínio no valor das suas ações.

a.19) Investigações conduzidas por autoridades brasileiras ou estrangeiras sobre a possibilidade de descumprimento da Lei Sobre Práticas de Corrupção no Exterior (Foreign Corrupt Practices Act) dos EUA ou outras leis relacionadas podem afetar adversamente a Companhia.

Potenciais desdobramentos adversos relacionados investigações passadas conduzidas por autoridades brasileiras ou estrangeiras podem impactar negativamente a Companhia e desviar os esforços e atenção da administração da Companhia das suas atividades ordinárias. No caso de qualquer investigação ou processo futuro realizados por quaisquer autoridades no Brasil ou em qualquer outra jurisdição decorrente de qualquer, ou outro possível descumprimento da Lei Sobre Práticas de Corrupção no Exterior dos EUA ou outras leis, a Companhia pode ser demandada a pagar multas ou outros tipos de condenações em dinheiro, ou a cumprir determinações judiciais ou ordens sobre comportamentos futuros ou sofrer outras penalidades, o que pode ter um efeito material adverso sobre a Companhia. O resultado de qualquer investigação ou processo pode impactar negativamente a imagem e reputação da Companhia.

a.20) A Companhia poderá enfrentar processos adicionais decorrentes de investigações passadas relacionadas a supostas irregularidades ou corrupção.

Atualmente, a Companhia é parte de uma ação coletiva iniciada na Holanda, de uma ação coletiva e de uma arbitragem na Argentina; e de processos judiciais e de arbitragem iniciados no Brasil, todos relacionados à Operação Lava Jato. Em cada caso, os processos foram movidos por investidores (ou entidades que alegam representar interesses de investidores) que compraram ações da Companhia negociadas na B3 ou outros valores mobiliários emitidos pela Companhia fora dos Estados Unidos, alegando danos relacionados a fatos descobertos na Operação Lava Jato.

Na Argentina, a Companhia é ré em duas ações criminais propostas pela *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa*, atualmente denominada *Consumidores Damnificados Asociación Civil*.

Além disso, a EIG Management Company, LLC e oito dos fundos por ela administrados entraram com uma demanda contra a Companhia em 23 de fevereiro de 2016 perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito de Colúmbia. No entanto, como o caso foi resolvido em 7 de março de 2025, fomos liberados de quaisquer direitos que a EIG pudesse reivindicar em relação à disputa.

Para informações adicionais sobre processos sigilosos relevantes em que a Companhia ou suas controladas sejam parte, veja o item 4.6 deste Formulário de Referência.

É possível que outras ações ou reivindicações sejam feitas no futuro nos Estados Unidos, Brasil ou em outro lugar contra a Companhia, relacionadas à investigação da Operação Lava Jato. Também é possível que outras informações prejudiciais à Companhia e aos seus interesses venham à tona no decorrer de quaisquer investigações sobre corrupção pelas autoridades brasileiras. A administração da Companhia pode ser obrigada a direcionar seu tempo e atenção para a defesa dessas ações, o que pode impedir que se concentrem em seu negócio principal.

Além disso, informações adicionais relevantes podem vir à tona no futuro fazendo com que a estimativa que a Companhia fez em 2014 para pagamentos indevidos incorretamente capitalizados parecesse, retrospectivamente, ter sido materialmente baixa ou alta. Em anos anteriores, a Companhia foi obrigada a dar baixa nos custos capitalizados que representam valores que pagou a mais pela aquisição de imobilizado. A Companhia pode ser obrigada a reapresentar suas demonstrações financeiras para ajustar ainda mais as baixas que representam a superavaliação de seus ativos reconhecidos em suas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de anos anteriores.

a.21) Operações com partes relacionadas podem não ser devidamente identificadas e tratadas.

De acordo com a Política de Transações com Partes Relacionadas da Companhia, as transações com partes relacionadas devem ser realizadas em condições de mercado, executadas no melhor interesse da Companhia, sem conflito de interesses e atendendo aos requisitos necessários: competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade. Os processos de decisão que envolvem essas transações devem ser objetivos e documentados. Além disso, a Companhia deve cumprir as regras de divulgação adequada de informações, nos termos da legislação aplicável e conforme determinado pela CVM e pela SEC. A eventual falha no processo de identificação e tratamento dessas situações pode afetar negativamente a condição econômica e financeira da Companhia, assim como ocasionar a abertura de procedimentos fiscalizatórios pelos órgãos reguladores.

a.22) Violações de leis de proteção de dados aplicáveis podem acarretar multas e outros tipos de sanções que podem afetar adversamente a Companhia.

De acordo com a Lei brasileira nº 13.709/2018 - Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (“LGPD”), a Companhia estará sujeita a penalidades nos casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais.

A Petrobras trata dados pessoais de diversos públicos de interesse, como: empregados, colaboradores, clientes, fornecedores, investidores, visitantes de suas instalações físicas e de seus sites na internet, entre outros. O descumprimento dos requisitos estabelecidos pela LGPD pode resultar em ações judiciais e/ou sanções administrativas, incluindo advertências, multas, publicação da infração, bloqueio de acesso a dados pessoais e

eliminação de dados pessoais, suspensão parcial das operações de banco de dados, suspensão das atividades de processamento de dados e proibição parcial ou total de atividades relacionadas ao processamento de dados.

b) Riscos relacionados a seus acionistas, em especial a seu acionista controlador

b.1) A União Federal, como acionista controladora da Companhia, pode buscar certos objetivos que podem diferir dos objetivos de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar a estratégia de longo prazo da Companhia.

A legislação brasileira exige que a União Federal detenha a maioria das ações com direito a voto da Companhia e, por conseguinte, ela tem o poder de eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e, por meio deles, os Diretores Executivos, que são responsáveis por sua administração do dia a dia.

Como resultado, o governo federal brasileiro, como acionista controlador da Companhia, exerce influência substancial sobre a direção estratégica de seus negócios e orientou, e poderá continuar a orientar, certas políticas macroeconômicas e sociais por meio de da Companhia, conforme permitido por lei.

Os interesses da União Federal podem diferir e não ser do melhor interesse de seus acionistas minoritários e as decisões tomadas pelo acionista controlador podem envolver considerações, estratégias e políticas diferentes das que envolveram no passado.

Para informações adicionais sobre a Política de Indicação de Membros da Alta Administração da Companhia e regras de identificação e administração de conflitos de interesses, veja o item 7.1 deste Formulário de Referência.

b.2) O pagamento de dividendos e o montante destinado para a distribuição aos acionistas depende da política de remuneração aos acionistas, que está sujeita a mudanças.

A capacidade da Companhia de pagar dividendos aos acionistas pode ser afetada por uma variedade de fatores, incluindo seu desempenho financeiro, nível de endividamento, requisitos de capital, perspectivas futuras e outras considerações de negócios. De acordo com a política de remuneração aos acionistas da Companhia, a distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio depende, entre outros fatores, de seu nível de investimentos e fluxo de caixa operacional. Se a Companhia decidir por um plano estratégico que exija um volume maior de investimentos, ou alterar seu plano estratégico para esse fim, o montante destinado à distribuição de dividendos pode ser reduzido. Além disso, o fluxo de caixa operacional pode ser impactado por diversos fatores, incluindo preço e produção de petróleo, influenciando assim a distribuição de dividendos.

A política de remuneração aos acionistas da Companhia poderá ser alterada pelo Conselho de Administração a qualquer momento, potencialmente impactando parâmetros como periodicidade de pagamentos, fórmula de cálculo, indicadores financeiros, pagamento mínimo (se houver), dentre outros. O pagamento de dividendos acima do mínimo legal e estatutário em períodos anteriores não é garantia de pagamentos futuros e não serve como patamar de referência.

Além disso, mudanças na composição do Conselho de Administração da Companhia e de sua gestão podem resultar em alterações de sua política de remuneração aos acionistas. Existe a possibilidade de que quaisquer dessas mudanças sejam substanciais e possam resultar no pagamento de menos dividendos ou nenhum dividendo no futuro.

c) Riscos relacionados a suas controladas e coligadas

A Companhia considera suas controladas e coligadas de forma consolidada na elaboração de seus fatores de riscos listados neste relatório, com destaque para:

- ***a.1) A Companhia está exposta a riscos de segurança, meio-ambiente e saúde em suas operações, que podem levar a acidentes, perdas significativas, processos administrativos e passivos judiciais;***

- *a.4) A Companhia pode sofrer perdas e dedicar tempo e recursos financeiros na defesa de litígios e arbitragens pendentes;*
- *a.7) Interpretações divergentes da legislação tributária ou mudanças na lei tributária podem causar um efeito adverso sobre a condição financeira da Companhia e sobre os seus resultados;*
- *a.17) Em decorrência de aquisições, desinvestimentos e parcerias, a Companhia está exposta a riscos que podem levar a perdas financeiras;*
- *a.21) Operações com partes relacionadas podem não ser devidamente identificadas e tratadas;*
- *g.2) O ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás pode intensificar as exigências para que o nível de desempenho da Companhia permaneça alinhado aos das melhores empresas do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente competitivo e complexo pode comprometer a capacidade da Companhia de implementação de seu atual Plano Estratégico ou quaisquer planos subsequentes adotados;*
- *i.1) A Companhia possui ativos e investimentos em outros países, onde a situação política, econômica e social pode impactar negativamente os seus negócios;*
- *j.1) Os projetos e operações da Companhia podem afetar negativamente diferentes comunidades, especialmente em relação aos direitos humanos. Esses projetos e operações também podem ser afetados pelas expectativas e dinâmicas dessas populações, impactando os negócios, a imagem e a reputação da Companhia;*
- *n.6) O mercado de títulos de dívida da PGF pode não ser líquido;*
- *n.7) A Companhia seria obrigada a pagar sentenças dos tribunais brasileiros para executar suas obrigações nos termos da garantia relativa aos títulos da PGF apenas em reais;*
- *n.8) Uma conclusão de que a Companhia está sujeita às leis de falência dos EUA e que a garantia executada por ela foi uma transferência fraudulenta pode resultar na perda dos detentores de notas da PGF de suas reivindicações legais contra a Companhia.*

d) Riscos relacionados a seus administradores

d.1) A falha em prevenir, detectar em tempo hábil, ou corrigir comportamentos incompatíveis com princípios éticos e regras de conduta da Companhia pode ter um efeito material adverso sobre seus resultados e sua condição financeira.

A Companhia está sujeita ao risco de que seus diretores, administradores, empregados, contratados ou qualquer pessoa que faça negócios com ela possam se envolver em atividades fraudulentas, corrupção ou suborno, burlar ou anular seus controles e procedimentos internos ou se apropriar indevidamente ou manipular seus ativos para seu benefício pessoal ou de terceiros, contra o interesse da Companhia.

Além disso, a Companhia está sujeita à ocorrência de casos de assédio e de discriminação, podendo envolver sua força de trabalho, colaboradores da cadeia de fornecedores e/ou pessoas das comunidades onde atua, o que pode causar impacto em sua imagem e reputação.

A Companhia não pode garantir que todos os seus diretores, administradores, empregados, contratados ou qualquer pessoa que faça negócios com a Companhia cumprirão seus princípios e regras de comportamento ético e conduta profissional destinadas a orientar seus diretores, administradores, empregados e prestadores de serviços. Qualquer falha, real ou percebida, em seguir seus princípios éticos ou em cumprir as obrigações regulatórias ou de governança aplicáveis pode prejudicar a reputação da Companhia, limitar sua capacidade de obter financiamento e ter um efeito material adverso sobre os resultados e a condição financeira da Companhia.

e) Riscos relacionados a seus fornecedores

e.1) A Companhia conta com fornecedores de bens e serviços na operação e realização de seus projetos e, como resultado, pode ser afetada adversamente por falha ou atrasos de tais fornecedores.

A Companhia é suscetível aos riscos de contratação, desempenho, qualidade do produto e capacidade da sua cadeia de suprimentos. Se seus fornecedores e prestadores de serviços atrasarem ou não entregarem os bens e serviços que são devidos à Companhia, é possível que ela não atenda suas metas operacionais dentro do custo e/ou prazo esperados. Nesse caso, a Companhia pode, em última instância, precisar adiar um ou mais de seus projetos, o que pode causar um efeito adverso sobre seu resultado e condição financeira.

O Plano Estratégico da Companhia prevê contratações de unidades de produção de petróleo nos próximos anos. Em decorrência dos novos obstáculos tecnológicos, FPSOs têm aumentado em complexidade, tamanho e peso de suas plantas de processo e isso representará um desafio para o mercado fornecedor responder plenamente à demanda neste intervalo de tempo.

Além disso, devido a grande quantidade de recursos a ser contratada para os projetos no portfólio, o mercado fornecedor pode ser incapaz de absorver a demanda total, proporcionando atrasos na conclusão dos projetos, especialmente no que se refere ao suprimento de dutos submarinos e contratos de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) para o segmento RTC (refino, transporte e comercialização).

Adicionalmente, podem existir riscos de atrasos no processo de desembarço aduaneiro ocasionados por fatores externos, que podem impactar o fornecimento de bens para a Companhia e afetar suas operações e projetos.

f) Riscos relacionados a seus clientes

f.1) A Companhia está exposta a riscos de crédito de alguns de seus clientes e aos riscos de inadimplência associados. Qualquer inadimplência relevante ou descumprimento por alguns de seus clientes podem afetar adversamente o fluxo de caixa, resultados e condição financeira da Companhia.

Alguns clientes da Companhia podem passar por restrições financeiras ou problemas de liquidez que podem ter um efeito negativo significativo sobre sua qualidade de crédito. Problemas financeiros graves de seus clientes podem limitar a capacidade da Companhia de receber valores devidos a ela ou de impor o cumprimento das obrigações devidas nos termos das disposições contratuais.

Adicionalmente, muitos dos clientes da Companhia financiam suas atividades por meio de seu fluxo de caixa operacional e da contratação de dívidas de curto e longo prazos, não tendo disponibilidade de reservas para contingências.

Como muitos dos clientes da Companhia são brasileiros, seu fluxo de caixa, resultados e condição financeira podem ser afetados em caso de declínio das condições econômicas no Brasil resultando em uma redução dos fluxos de caixa, combinada com a dificuldade de acesso a financiamento por parte de seus clientes.

Isso pode resultar em uma redução no fluxo de caixa da Companhia e também pode reduzir ou restringir a demanda futura de seus clientes por seus produtos e serviços, o que pode ter um efeito adverso sobre os resultados e condição financeira da Companhia.

Devido à possibilidade de a Companhia ser obrigada judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços para contrapartes que estão inadimplentes, conforme mencionado no fator de risco “f.2) A Companhia pode ser obrigada judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços para contrapartes que estão inadimplentes”, pode haver uma redução do fluxo de caixa da Companhia, o que pode ter um efeito adverso em seus resultados e condição financeira.

f.2) A Companhia pode ser obrigada judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços para contrapartes que estão inadimplentes.

A Companhia pode ser obrigada pela justiça brasileira a fornecer produtos e serviços a clientes, sejam instituições públicas ou privadas, com o objetivo de garantir o abastecimento do mercado nacional de petróleo, gás natural, derivados e energia. Nesta situação, a Companhia pode estar obrigada a fornecer produtos e serviços até mesmo

em situações nas quais estes clientes e instituições estejam inadimplentes com obrigações contratuais ou legais, em que a Companhia não tenha obrigações legais e contratuais de fornecer tais serviços ou produtos ou ainda em condições econômicas e comerciais desfavoráveis. Embora normalmente a Companhia recorra dessas decisões a tribunais superiores, uma exigência de que a Companhia faça tal fornecimento em situações excepcionais pode afetar adversamente sua condição econômico-financeira.

Para mais informações sobre processos judiciais, em que a Companhia ou suas controladas sejam parte, veja o item 4.4 deste Formulário de Referência.

g) Riscos relacionados aos setores da economia nos quais a Companhia atue

g.1) O fluxo de caixa e rentabilidade da Companhia estão expostos à volatilidade dos preços do petróleo, gás natural, GNL e derivados.

A maior parte da receita da Companhia provém principalmente das vendas de petróleo bruto e derivados de petróleo e, em menor medida, do gás natural. Os preços internacionais de petróleo e derivados são determinados por diversos fatores que estão além do controle da Companhia. A volatilidade e incerteza associadas aos preços internacionais de petróleo provavelmente continuarão, porque são estruturais e influenciadas pelas condições e expectativas de oferta e demanda globais. Mudanças nos preços de petróleo geralmente resultam em mudanças nos preços de derivados e do gás natural. Reduções substanciais ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo podem ter um efeito adverso relevante sobre os negócios, resultados e condição financeira da Companhia e podem afetar o valor de suas Reservas Provasdas.

Em 16 de maio de 2023, a Petrobras comunicou a aprovação da estratégia comercial para definição de preços de diesel e gasolina da Petrobras, em substituição à política de preço de gasolina e diesel comercializados por suas refinarias.

A estratégia comercial usa referências de mercado como: (a) o custo alternativo do cliente, como valor a ser priorizado na precificação, e (b) o valor marginal para a Petrobras. O custo alternativo do cliente contempla as principais alternativas de suprimento, sejam fornecedores dos mesmos produtos ou de produtos substitutos, já o valor marginal para a Petrobras é baseado no custo de oportunidade dadas as diversas alternativas para a companhia dentre elas, produção, importação e exportação do referido produto e/ou dos petróleos utilizados no refino. A estratégia comercial tem como premissa preços competitivos por polo de venda, locais onde a propriedade dos produtos da Petrobras é transferida para terceiros, em equilíbrio com os mercados nacional e internacional, levando em consideração a melhor alternativa acessível aos clientes.

Os reajustes continuarão sendo feitos sem periodicidade definida, evitando o repasse para os preços internos da volatilidade conjuntural das cotações internacionais e da taxa de câmbio.

No passado, a administração da Companhia ajustou seus preços de petróleo, gás e derivados de tempos em tempos. No futuro, poderá haver períodos durante os quais os preços de seus produtos não estarão em paridade com os preços internacionais dos produtos. Ações e legislação impostas pelo Governo Federal brasileiro, como acionista controlador da Companhia, podem afetar essas decisões de preços. Representantes do Governo Federal brasileiro têm, por vezes, expressado suas opiniões sobre a necessidade de que os preços da Companhia levem em conta as condições domésticas. A Diretoria Executiva e equipe de gestão ou Conselho de Administração podem propor novas alterações na estratégia comercial da Companhia. Tais ações de seu acionista controlador podem não estar de acordo com o melhor interesse de seus acionistas minoritários e pode resultar em efeito adverso relevante sobre o resultado das operações e condição financeira da Companhia. Veja o fator de risco “*b.1) A União Federal, como acionista controladora da Companhia, pode buscar certos objetivos que podem diferir dos objetivos de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar a estratégia de longo prazo da Companhia*” nesta seção.

No segmento de gás e energias de baixo carbono, além da produção própria de gás natural, importamos gás da Bolívia e GNL mundialmente. Os custos do GNL importado são voláteis e fortemente influenciados pelas condições e expectativas da oferta e demanda mundiais, incluindo a geopolítica internacional. Além disso, o volume

importado é principalmente uma função do nível de geração de energia termelétrica, que está diretamente relacionado às condições hidrológicas no Brasil. As alterações dos preços de venda no mercado interno são influenciadas pela duração dos contratos e índices, acordados quando da assinatura, de uma forma que existe o risco de discrepância entre os preços de venda e os custos incorridos com o GNL.

A Companhia não pode garantir que sua forma de estabelecer preços não será alterada no futuro. Mudanças na estratégia comercial para definição de preços de combustíveis da Companhia podem ter um impacto adverso relevante em seus negócios, resultados, condição financeira e no valor de seus títulos.

g.2) O ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás pode intensificar as exigências para que o nível de desempenho da Companhia permaneça alinhado aos das melhores empresas do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente competitivo e complexo pode comprometer a capacidade da Companhia de implementação de seu atual Plano Estratégico ou quaisquer planos subsequentes adotados.

Em 2019, a Companhia assinou dois acordos com o CADE, um relacionado ao mercado de refino (posteriormente alterado em 22 de maio de 2024), e outro relacionado a compromissos do mercado de gás natural. Esses acordos incluem cláusulas relativas às atividades realizadas pela Companhia no fornecimento de petróleo e derivados a terceiros no Brasil. Se a Companhia não cumprir esses acordos, poderá enfrentar impactos negativos, como processos administrativos e multas, bem como prejudicar sua imagem e reputação. Para mais detalhes sobre esses acordos, consulte o item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.

Mudanças regulatórias na legislação antitruste e concorrencial podem impor penalidades, restrições comerciais e dificuldades para renovar concessões, o que poderia impactar adversamente as operações e resultados da Companhia e comprometer o seu crescimento sustentável.

Adicionalmente, no segmento de exploração e produção, a Companhia poderá não ter sucesso na aquisição de blocos exploratórios em futuros leilões. Neste caso, a Companhia poderá ter dificuldades em reposicionar seu portfólio em ativos de exploração e produção que ofereçam maior rentabilidade e vantagem competitiva, especialmente na camada do pré-sal, o que poderia afetar negativamente seus resultados.

Em 04 de setembro de 2023, com base nos elementos estratégicos aprovados pelo Conselho de Administração, a Companhia tomou decisões relativas aos processos de desinvestimento que ainda não haviam atingido a fase de assinatura dos contratos de venda e essas decisões foram comunicadas ao mercado. A permanência dos ativos no portfólio da Companhia é reavaliada periodicamente com base em premissas atualizadas de rentabilidade, aderência estratégica, oportunidades de descarbonização e estágio de sua vida produtiva, entre outras.

Aqueles ativos cujos desinvestimentos forem aprovados pela Companhia serão oportunamente comunicados ao mercado. Essas decisões são o resultado de um processo de gestão ativa do portfólio da Companhia, através do qual os diversos ativos são constantemente avaliados em linha com os seus drivers estratégicos atualizados.

g.3) Fragilidade no desempenho da economia brasileira, instabilidade no ambiente político, mudanças legais ou regulatórias e percepção do investidor dessas condições podem afetar adversamente o resultado das operações e o desempenho financeiro da Companhia e podem ter um efeito adverso relevante sobre ela.

As atividades da Companhia estão fortemente concentradas no Brasil. As políticas econômicas adotadas pelo Governo Federal brasileiro podem ter efeitos importantes sobre as empresas brasileiras, incluindo a Companhia, e sobre as condições de mercado e os preços dos títulos brasileiros. As condições e resultados financeiros da Companhia podem ser adversamente afetados por alguns fatores, tais como:

- movimentos e volatilidade das taxas de câmbio;
- inflação;
- financiamento de déficits fiscais do governo;
- instabilidade de preços;
- taxas de juros;

- liquidez do mercado interno de capitais e de empréstimos;
- política tributária;
- política legal ou regulatória para companhias estatais e suas participações societárias;
- salários e custos trabalhistas;
- política regulatória para o setor de petróleo e gás, incluindo definição de preços, novos impostos ou tarifas, requisitos de conteúdo local;
- políticas e requisitos regulatórios associados à mitigação das mudanças climáticas e à transição para uma economia de baixo carbono;
- instabilidade política resultante de alegações de corrupção envolvendo partidos políticos, autoridades eleitas ou outros funcionários públicos; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos afetando o Brasil.

A incerteza sobre se o Governo Federal brasileiro implementará mudanças na política ou nos regulamentos que possam afetar qualquer um dos fatores mencionados acima ou outros fatores no futuro pode levar à incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado de títulos brasileiros e títulos emitidos no exterior por empresas brasileiras, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre os resultados e condição financeira da Companhia.

O aumento da tensão no ambiente político brasileiro pode resultar em dificuldades para o Governo Federal brasileiro obter maioria de votos no Congresso Nacional, o que pode levar a um aumento na incerteza política e afetar adversamente o crescimento econômico do Brasil e, por sua vez, afetar os resultados operacionais e a condição financeira da Companhia.

g.4) As flutuações do mercado, relacionadas à instabilidade política, atos de terrorismo, insurreições, conflitos armados e guerras em várias regiões do mundo, podem ter um efeito adverso relevante nos negócios da Companhia.

Os fatores de risco geopolíticos recentemente se tornaram mais proeminentes no mundo. Por exemplo, como resultado do conflito militar em curso envolvendo a Rússia e a Ucrânia, e no Oriente Médio, os preços de referência do petróleo, do gás natural e do GNL permanecem extremamente voláteis. Tais conflitos militares e as sanções econômicas resultantes impostas ao governo russo, determinados cidadãos e empresas daquele país podem ter um efeito negativo na economia global, incluindo o Brasil. A Companhia não pode prever a extensão desses conflitos e seus impactos em seus negócios. Esses eventos impactam também os fluxos de petróleo e os mercados relacionados, assim como outros eventos ou atos similares. Um exemplo é a alteração das exportações de petróleo ofertados pela Rússia, que se deslocaram para China e Índia, restringindo a demanda residual desses mercados para outros ofertantes.

Outros exemplos incluem os ataques dos Houthis do Iêmen a navios no Mar Vermelho, a entrada do Irã no conflito entre Israel e Hamas e o colapso do governo sírio, aumentando as tensões na maior região produtora de petróleo do mundo. Além disso, as reivindicações territoriais da Venezuela sobre o território da Guiana podem aumentar a volatilidade no mercado de petróleo e gás.

Medidas protecionistas ganharam destaque no cenário mundial no início de 2025, levantando preocupações sobre os efeitos potenciais do aumento das sanções a Irã, Rússia e Venezuela, bem como a promulgação de tarifas de importação pelos EUA sobre grandes participantes do mercado de petróleo, como China (um grande consumidor) e Canadá (um grande produtor). Esses desenvolvimentos podem afetar os fluxos de comércio global, intensificar a concorrência em mercados internacionais e aumentar os custos operacionais, criando desafios para a Companhia em garantir suprimentos, manter a eficiência de custos e acessar os mercados afetados.

Além disso, fatores geopolíticos podem resultar na imposição de sanções à produção de petróleo e gás, afetando a oferta global dessas commodities. Além disso, reivindicações territoriais da Venezuela dentro do território da Guiana também podem aumentar a volatilidade no mercado de petróleo e gás.

Adicionalmente, potenciais atrasos ou interrupções na cadeia de suprimentos, aumento significativo de custos, bem como maior volatilidade nos preços de petróleo, GNL e gás natural, podem ter um efeito adverso sobre a demanda pelos bens e serviços da Companhia e o preço de seus títulos.

g.5) A Companhia está vulnerável ao aumento do serviço da dívida resultante da depreciação do real em relação ao dólar americano e aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.

Em 31 de março de 2025, 74,4% da dívida financeira da Companhia era denominada em outras moedas que não o real. Uma depreciação do real em relação a qualquer uma dessas outras moedas aumentará o serviço da dívida da Companhia em reais, uma vez que o valor em reais necessário para pagar o valor do principal e juros sobre a dívida em moeda estrangeira aumentará com essa depreciação.

As variações cambiais podem ter um impacto imediato nas despesas e receitas informadas da Companhia. Algumas das despesas operacionais, gastos de capital, investimentos e custos de importação da Companhia irão aumentar na eventualidade de uma depreciação do real. Por sua vez, como a maioria das receitas da Companhia é denominada em reais, mas vinculada aos preços internacionais de petróleo e derivados em dólar, a menos que a Companhia aumente os preços de seus produtos no mercado local para refletir a depreciação do real, sua geração de caixa em relação à sua capacidade de serviço da dívida pode diminuir.

O serviço da dívida também pode ser impactado por variação nas taxas de juros. Na medida em que a Companhia refinancia suas obrigações a vencer com dívidas recém-contratadas, a Companhia pode incorrer em despesas adicionais com juros.

Em 31 de março de 2025, 40% da dívida financeira da Companhia consistia em dívida indexada a taxas de juros flutuantes. Em geral, a Companhia não celebra contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares ou faz outros acordos com terceiros para proteger-se contra o risco de aumento das taxas de juros.

Na medida em que essas taxas flutuantes aumentam, a Companhia pode incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciar sua dívida existente nos próximos anos, o perfil do endividamento da Companhia pode mudar, especificamente no que se refere à relação entre as taxas de juros fixas e flutuantes, à relação entre dívida de curto prazo e dívida de longo prazo e às moedas em que sua dívida está denominada ou à qual está indexada. Mudanças que afetam a composição de dívida da Companhia e causam aumentos nas taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar seus pagamentos do serviço da dívida, o que pode causar um efeito adverso sobre seus resultados e sua condição financeira.

g.6) Fatores externos podem impactar o sucesso da implementação de parcerias e gerenciamento de portfólio.

De acordo com o seu Plano de Negócios, a gestão do portfólio da Companhia abrange as aquisições, parcerias e desinvestimentos. Neste contexto, a Companhia tem ativos em diferentes estágios.

Fatores externos tais como queda do preço do petróleo, flutuações nas taxas de câmbio, a deterioração da economia brasileira e das condições econômicas globais, cenário político brasileiro, decisões judiciais e administrativas, a aprovação de nova legislação, políticas regulatórias, dentre outros fatores imprevisíveis, podem reduzir, atrasar ou dificultar as oportunidades de compra e/ou venda de ativos, ou afetar o preço pelo qual a Companhia pode comprá-los e/ou vendê-los.

O Plano de Negócios da Companhia é revisado anualmente. Se os Planos Estratégico e de Negócios forem alterados, inclusive como resultado de decisões do Governo Federal brasileiro como seu acionista controlador, os direcionadores de gestão de portfólio poderão ser revisados. Veja o fator de risco “b.1) A União Federal, como acionista controladora da Companhia, pode buscar certos objetivos que podem diferir dos objetivos de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar a estratégia de longo prazo da Companhia” nesta seção. Além disso, quaisquer mudanças em seu Conselho de Administração, Diretoria Executiva e equipe de gestão

podem afetar não apenas sua capacidade de implementar seus Plano Estratégico e de Negócios, mas se esse Plano Estratégico permanecerá em vigor, bem como a direção de quaisquer planos subsequentes, incluindo decisões relacionadas à gestão das operações e investimentos da Companhia.

g.7) Mudanças no ambiente econômico, na indústria de óleo e gás e em outros fatores resultaram, e poderão resultar, em substanciais reduções do valor contábil de alguns dos ativos da Companhia, o que pode afetar adversamente seus resultados.

A Companhia avalia anualmente, ou com maior frequência quando necessário, o valor contábil de seus ativos para possíveis *impairments*. Os testes de *impairment* da Companhia são realizados por meio de uma comparação do valor contábil de um ativo individual ou de uma unidade geradora de caixa com seu valor recuperável, sejam estes em operação ou em implantação. Sempre que o valor recuperável de um ativo individual ou unidade geradora de caixa for menor que o seu valor contábil, uma perda por *impairment* é reconhecida para reduzir o valor contábil ao seu valor recuperável.

Mudanças nos ambientes econômico, regulatório, empresarial ou político no Brasil ou em outros mercados em que a Companhia atua podem ter impacto significativo sobre as premissas utilizadas para a condução dos testes de *impairment*. Por exemplo, queda significativa nos preços internacionais de óleo e gás, depreciação do real, mudanças nas condições de financiamento, como a deterioração da percepção de risco e das taxas de juros para ativos e projetos, entre outros fatores, podem afetar as estimativas de rentabilidade originais de seus projetos, o que pode implicar em um *impairment* e afetar adversamente os resultados da Companhia.

h) Riscos relacionados à regulação dos setores em que o emissor atue

h.1) Divergências de interpretações e novas exigências legais e/ou das agências reguladoras nos setores em que a Companhia atua podem resultar na necessidade de aumento de investimentos, despesas e custos operacionais, como também podem provocar atrasos na produção e até reduzir o mercado para seus produtos.

As atividades da Companhia são sujeitas a regulamentações e fiscalização das agências reguladoras, como ANP, ANEEL, ANA, ANTAQ, ANVISA e ANM, bem como de outros órgãos, tais como o CADE, ANPD, IBAMA, ICMBio, IPHAN e outros nos estados e municípios brasileiros. As seguintes questões, dentre outras, estão sujeitas ao contexto regulatório supervisionado pelas agências regulatórias do Brasil:

- concentração de mercado ao longo das cadeias de valor de gás natural e de derivados de petróleo,
- alocação de custos de transporte de gás natural entre os participantes do mercado;
- especificações de produtos petrolíferos;
- Percentual obrigatório de biocombustíveis adicionados aos combustíveis fósseis;
- conformidade com os requisitos de conteúdo local,
- procedimentos para unificação de áreas,
- regras relacionadas ao monitoramento e descomissionamento de poços;
- definição de preços de referência para cálculo de royalties e participação governamental,
- procedimentos para investimento obrigatório em pesquisa, desenvolvimento e inovação,
- mediação/determinação de alocação da capacidade de movimentação em dutos e terminais marítimos, e
- requisitos estabelecidos no âmbito dos processos de licenciamento ambiental.

Mudanças regulatórias consideradas desfavoráveis pelo setor, bem como mudança ou divergências de interpretação entre a Companhia e as agências reguladoras podem afetar diretamente as premissas técnicas e

econômicas que orientam suas decisões de investimento e impactar materialmente seus resultados e condição financeira. Além disso, há incertezas regulatórias com relação a tecnologias de baixo carbono e projetos de transição energética.

Alterações legais podem impactar os mercados de combustíveis de aviação, diesel e gasolina, por exemplo, com aumento nos mandatos para biocombustíveis ou a imposição de restrições para motores de combustão interna. Os marcos legais brasileiros relacionados à economia de baixo carbono e à transição energética, como captura e armazenamento de carbono, usinas eólicas offshore e produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis, ainda estão sendo definidos. Portanto, os mercados e projetos para essas iniciativas, por enquanto, estão evoluindo gradualmente no Brasil. Como resultado, potenciais atrasos no estabelecimento de tais quadros poderão impedir a Companhia de alcançar os objetivos de baixo carbono e transição energética.

h.2) A Companhia não é proprietária das acumulações de petróleo e gás natural no subsolo do Brasil.

De acordo com a legislação brasileira, o Governo Federal brasileiro possui todos os recursos minerais do país, incluindo as acumulações de petróleo e gás natural do subsolo. De acordo com regulamentações brasileiras, a concessionária ou parte contratada possui o petróleo e gás que produz a partir dessas acumulações do subsolo conforme os contratos de exploração e produção firmados com o Governo Federal brasileiro. A Companhia possui, como concessionária ou parte contratada de certos campos de petróleo e gás natural no Brasil, o direito exclusivo de desenvolver e produzir os volumes de petróleo e gás natural incluídos em suas reservas de acordo com os respectivos contratos de exploração e produção, por um tempo específico. O acesso a reservas de petróleo e gás natural é essencial para a produção sustentada e geração de receita de uma empresa de petróleo e gás, e a capacidade da Companhia de gerar receita poderia ser afetada adversamente caso haja restrições à exploração dessas reservas de petróleo e de gás natural ou à exploração de blocos exploratórios, por conta de alterações na legislação em vigor, restrições ambientais ou implementação de medidas de exceção.

i) Riscos relacionados aos países estrangeiros onde o emissor atue

i.1) A Companhia possui ativos e investimentos em outros países, onde a situação política, econômica e social pode impactar negativamente os seus negócios.

A Companhia tem presença em outros países da América do Sul e África, e pode operar negócios em países nos quais pode haver instabilidades políticas, econômicas e sociais. Nessas regiões, fatores externos podem afetar negativamente os resultados e a condição financeira de suas participações societárias, incluindo:

- imposição de controle de preços;
- imposição de restrições nas exportações de hidrocarbonetos;
- oscilação das moedas locais frente ao real;
- nacionalização de reservas de petróleo e gás e de ativos da Companhia;
- aumentos nas alíquotas do imposto de exportação e do imposto de renda para petróleo e derivados; e
- mudanças institucionais unilaterais (governamentais) e contratuais, incluindo controles sobre investimentos e limitações para novos projetos; e
- crises geopolíticas.

Caso um ou mais riscos acima descritos ocorram, a Companhia pode deixar de alcançar seus objetivos estratégicos nesses países ou nas operações internacionais como um todo, o que pode impactar de forma negativa seus resultados e recursos financeiros.

j) Riscos relacionados a questões sociais

j.1) Os projetos e operações da Companhia podem afetar negativamente diferentes comunidades, especialmente em relação aos direitos humanos. Esses projetos e operações também podem ser afetados pelas expectativas e dinâmicas dessas populações, impactando os negócios, a imagem e a reputação da Companhia.

Faz parte da política da Companhia respeitar os direitos humanos, mitigar riscos, remediar violações, e manter relações responsáveis com os empregados e as comunidades onde opera e ser diligente com seus fornecedores e parceiros. No entanto, ao longo da vida dos projetos e operações, a Companhia pode inadvertidamente cometer violações ou contribuir para violações de direitos humanos em suas atividades, operações e contratos em caso de descumprimento das diretrizes do Código de Conduta Ética e das Diretrizes de Direitos Humanos, bem como qualquer erro no processo de identificação e avaliação de riscos de direitos humanos na gestão de RH, cadeia de suprimentos, parcerias e comunidades.

As atividades da Companhia podem proporcionar impactos na dinâmica social das comunidades onde ela opera, incluindo, mas não limitado a, impactos à economia, cultura, sistema político, meio ambiente, saúde e bem-estar, direitos individuais e de propriedade, e medos e aspirações das pessoas. A Companhia não tem controle sobre as mudanças na dinâmica local ou nas expectativas das comunidades onde atua.

As decisões diretas ou indiretas da Companhia, assim como suas atividades, podem causar impactos sociais, especialmente devido a investimentos, fusões, aquisições, desinvestimentos, descomissionamentos e operações em novas fronteiras de produção, que podem afetar o cronograma ou orçamento dos seus projetos, dificultar suas operações devido a possíveis ações judiciais, ter impacto financeiro negativo e prejudicar sua imagem e reputação.

Além disso, os vários locais em que a Companhia opera estão expostos a uma ampla gama de questões relacionadas à instabilidade política, social e econômica, bem como a atos intencionais, como derivação clandestina, crime, roubo, sabotagem, bloqueios de estradas e protestos.

Para mais informações sobre as principais atividades da Companhia, iniciativas, práticas de gestão, indicadores e compromissos relacionados às questões ambientais, sociais e de governança (“ASG”), veja o Relatório de Sustentabilidade da Companhia ou seu Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa disponível em seu site www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis no site da Companhia não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência neste relatório anual.

j.2) Considerando que os projetos e operações da Companhia envolvem fornecedores terceirizados, existe o risco de violação de direitos humanos por tais fornecedores, o que pode prejudicar a imagem e reputação da Companhia.

Apesar dos mecanismos de conformidade que os fornecedores da Companhia devem aderir, incluindo cláusulas contratuais de direitos humanos e conformidade com o Guia de Conduta Ética para Suprimentos da Companhia e das obrigações trabalhistas, o risco de violação de leis trabalhistas ou direitos humanos por seus fornecedores é possível, o que pode resultar em responsabilidades legais, penalidades financeiras e danos à reputação da Companhia.

k) Riscos relacionados a questões ambientais

k.1) Interpretações divergentes de inúmeras regulamentações ambientais, de saúde e segurança e padrões da indústria que estão se tornando mais rigorosas podem resultar em aumento de gastos operacionais e de capital e em redução da produção, bem como na aplicação de sanções e dificuldade para obtenção ou renovação de licenças.

As atividades da Companhia estão sujeitas à evolução dos padrões da indústria, melhores práticas e a uma ampla variedade de leis federais, estaduais e municipais, regulamentos e exigências de licenciamento relacionados à proteção da saúde humana, segurança e meio ambiente, política associadas às mudanças climáticas, regulação das emissões de carbono e a promulgação de novos marcos regulatórios para atividades de seu interesse, tanto no Brasil como em outras jurisdições onde a Companhia opera Ou comercializa seus produtos. Essas leis, regulamentos e

exigências podem resultar em custos adicionais significativos, que podem ter um impacto negativo na rentabilidade dos projetos que a Companhia pretende implementar ou podem tornar esses projetos economicamente inviáveis.

Qualquer aumento substancial nas despesas para conformidade com as regulamentações ambientais, de saúde ou segurança pode ter um efeito adverso relevante nos resultados e condição financeira da Companhia. Essas leis, regulamentos e requisitos cada vez mais rigorosos podem resultar em reduções significativas na produção da Companhia, incluindo paradas não programadas, que também podem ter um efeito adverso relevante em seus resultados e condição financeira.

Ocorrem constantes mudanças das normas e legislações relacionadas a saúde ocupacional e, muitas vezes, há divergências entre elas. Além disso, a judicialização de temas relacionados à saúde é cada vez mais frequente, assim como questões relacionadas a caracterização de acidentes de trabalho e todos os seus desdobramentos, nas esferas cível, trabalhista, administrativa e até criminal.

Adicionalmente, a implementação do Sistema de Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas (eSocial), instituído pelo Decreto N° 8373/2014, facilitou o acesso dos órgãos de fiscalização governamentais às informações dos trabalhadores (incluindo aquelas relacionadas a acidentes de trabalho), e, consequentemente estes órgãos têm sido mais proativos em suas atividades.

Além disso, a Companhia possui unidades operacionais em diversas regiões metropolitanas do país e, em algumas dessas localidades, a concentração de poluentes gerados por um conjunto variável de poluidores (indústrias, automóveis de passageiros, caminhões etc.) pode ultrapassar os padrões de qualidade do ar definidos pela legislação. Em 2024, com a publicação da Resolução CONAMA 506/2024, foram definidos padrões de qualidade do ar mais restritivos, que entrarão em vigor em 2025, 2033 e 2044. Isso provavelmente aumentará as exigências para a implementação de melhorias tecnológicas que visam reduzir a poluição do ar em unidades industriais como refinarias, usinas e terminais instalados em regiões que já apresentam ou que se espera que apresentem problemas de qualidade do ar. Isso pode incluir obstáculos para a obtenção ou renovação de licenças de operação e a necessidade de adotar novas práticas de controle ambiental, como novos tipos de práticas, aumento da frequência de monitoramento de emissões e instalação de novos equipamentos de proteção ambiental, gerando custos mais elevados para a Companhia. Também existe o risco de que o uso de combustíveis esteja sujeito a restrições relacionadas ao nível de emissão de poluentes, o que pode aumentar a necessidade de investimentos em refinarias ou perda de mercado. É possível que os esforços da Companhia para cumprir tais regulamentações resultem em aumento de gastos, e o descumprimento de tais regulamentações pode causar danos à sua reputação e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas.

A Companhia não pode garantir que os cronogramas e orçamentos planejados de seus projetos de investimento, aquisição, descomissionamento e desinvestimento, não sejam afetados pelos procedimentos internos dos órgãos reguladores e ambientais no que tange à emissão de licenças e permissões relevantes em tempo hábil.

Atrasos potenciais na obtenção de licenças e anuências podem impactar seus objetivos de produção de petróleo e gás natural, especialmente em novas fronteiras, influenciando negativamente seus resultados e condição financeira.

A Companhia também está sujeita a sanções que podem resultar em atrasos na entrega de alguns de seus projetos e dificuldades para alcançar seus objetivos de produção de petróleo e gás natural, tais como embargos ou interdições parciais ou totais.

Além disso, alterações na interpretação ou interpretações divergentes quanto a regulamentações ambientais, de saúde e segurança, bem como a decisão da Companhia de liquidar quaisquer reivindicações relativas a tais regulamentações, podem ter um efeito adverso relevante sobre sua condição financeira e resultados.

K.2) Os compromissos da Companhia com a proteção do meio ambiente dependem de seus esforços, mas também de seu engajamento com fornecedores e da gestão de outros fatores externos que podem afetar a consecução de sua estratégia.

O Plano de Negócios da Companhia estabelece compromissos ambientais relacionados a uma economia circular, segurança hídrica, mudanças climáticas e ganhos de biodiversidade focados em florestas e oceanos, entre outros, que possuem atividades altamente complexas associadas a eles nos próximos anos. Esses compromissos dependem de diferentes partes interessadas para serem implementados, e a Companhia enfrenta vários desafios para cumpri-los. Se a Companhia não for capaz de superar esses desafios adequadamente, ela poderá precisar revisar suas ambições de compromissos ambientais.

I) Riscos relacionados a questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

I.1) Mudanças climáticas podem impactar o resultado e a estratégia da Companhia.

As mudanças climáticas representam novos desafios e oportunidades para os negócios da Companhia. Com o agravamento das mudanças climáticas e os avanços nas regulamentações, se a Companhia não se preparar para os novos desafios globais, poderá incorrer em consequências financeiras, reputacionais e legais, o que pode ter efeitos adversos em seu fluxo de caixa e resultar na redução de sua competitividade, diminuindo o valor para o acionista e frustrando as expectativas das suas demais partes interessadas. Mudanças nas condições ambientais podem potencialmente afetar algumas das condições operacionais de seus ativos, como disponibilidade de água ou padrões meteorológicos e oceanográficos.

É crescente a preocupação de que as mudanças climáticas irão afetar os padrões regionais de circulação atmosférica, levando a alterações nas condições meteorológicas e oceanográficas. A mudança nestas condições pode resultar em eventos climáticos extremos, como ondas, ventos e mudanças nos padrões das correntes oceânicas, que por sua vez podem causar danos e deterioração significativos às instalações *offshore* da Companhia. Os estudos de resiliência da Companhia para instalações offshore utilizam um período de retorno de 50 a 100 anos nos parâmetros extremos de ventos e ondas. No entanto, devido às mudanças climáticas, este período de retorno pode ser significativamente reduzido.

Regulamentações ambientais mais rigorosas, incluindo respostas políticas orientadas à mitigação das mudanças climáticas, como permissões para emissão de gases de efeito estufa (GEE) e outras respostas de mitigação, podem potencialmente aumentar os custos operacionais e reduzir a produção.

A Lei nº 15.402/2024, que estabelece regras gerais para o Mercado de Carbono no Brasil, foi aprovada em novembro de 2024 pelo Senado e pela Câmara dos Deputados e foi sancionada pelo presidente do Brasil em dezembro de 2024. No entanto, a definição de limites de emissão e fatores de redução dependerá de regulamentações futuras, o que pode levar ao aumento de despesas e afetar o Plano de Negócios da Companhia.

Um número crescente de investidores busca alinhar seus investimentos às políticas climáticas de médio e longo prazo. O aumento da percepção dos investidores sobre os riscos climáticos e as restrições regulatórias mais significativas relacionadas aos setores intensivos em carbono podem levar a maior dificuldade de acesso a capital e aumento de custos.

A Companhia prevê uma pressão crescente para desenvolver e utilizar tecnologia mais avançada para melhorar o seu desempenho operacional em emissões, para acompanhar as demandas de um mundo direcionado para uma economia de baixo carbono. O risco decorre da perda de competitividade devido à não implementação de tecnologias ou à implementação de tecnologias ineficazes que possam ser aplicadas ao negócio da Companhia. Isso também pode impactar sua reputação relacionada às suas iniciativas e metas de mitigação das mudanças climáticas.

O aumento na demanda por energia e outros produtos com menor intensidade de carbono pode impactar negativamente a demanda por petróleo e causar uma queda nos preços do petróleo mais significativa do que o previsto no planejamento da Companhia. No Brasil, a substituição de combustíveis fósseis, principalmente no setor de transporte, devido a políticas públicas como o “Combustível do Futuro” ou Renovabio e outras iniciativas e tendências potenciais podem afetar o mercado brasileiro e comprometer as receitas esperadas da Companhia.

Além disso, a Companhia está sujeita a demandas crescentes relacionadas a transparência e gestão ASG. Um eventual desalinhamento entre essas demandas e a abordagem adotada pela Companhia em sua governança e gestão poderia resultar em questionamentos de órgãos reguladores. A não conformidade com padrões regulatórios ou a percepção de falta de transparência podem gerar danos à imagem e reputação da Companhia e afetar seus resultados financeiros.

Esses fatores podem ter um impacto negativo na demanda pelos produtos e serviços da Companhia e podem prejudicar ou mesmo comprometer a implementação e operação de seus negócios, impactando adversamente seus resultados e condição financeira e limitando algumas de suas oportunidades de crescimento.

Para mais informações sobre como as mudanças climáticas poderiam impactar o Plano Estratégico da Companhia, veja o fator de risco *“a.5) A seleção e o desenvolvimento dos projetos de investimento da Companhia possuem riscos que podem afetar seus resultados esperados”* nesta seção.

1.2) Eventos de escassez hídrica em algumas regiões onde a Companhia atua podem impactar a disponibilidade de água em quantidade e/ou qualidade necessárias às suas operações, bem como dificuldades na obtenção de outorgas de direito de uso de recursos hídricos, impactando a continuidade de negócios das unidades industriais da Companhia.

A Companhia tem instalações industriais que demandam o uso de água, desde grandes usuários, como refinarias, até pequenos usuários, como terminais de transporte que, embora não sejam muito hidroativos, têm importância logística dentro da cadeia de valor da Companhia. Nos últimos anos, várias regiões do mundo, incluindo algumas regiões no Brasil, experimentaram uma escassez temporária de água doce, inclusive para o consumo da população. Em caso de escassez hídrica, os direitos de uso dos recursos hídricos podem ser suspensos ou temporariamente modificados e, como resultado, a Companhia pode ser obrigada a reduzir ou suspender suas atividades produtivas, uma vez que a água disponibilizada para o consumo da população e a dessedentação de animais tem prioridade sobre o uso industrial. Isso pode comprometer temporariamente a continuidade de seus negócios, além de gerar impactos financeiros e de imagem para a Companhia.

Situações de escassez hídrica em uma bacia hidrográfica onde estão localizadas unidades industriais também podem resultar na formulação ou ampliação de exigências de agências de gestão de recursos hídricos em relação à restrição do uso de água doce para fins industriais, podendo exigir, por exemplo, a instalação de unidades de reúso de água em unidades operacionais ou mesmo a compra de água reutilizada de fontes externas. Tais situações podem levar à necessidade de investimentos e ao aumento de custos operacionais para essa finalidade.

A escassez hídrica também pode resultar no acionamento mais intenso de usinas termelétricas, que atuam como fonte geradora de energia complementar às energias renováveis. Além disso, tendo em vista que a região norte do Brasil depende fortemente dos rios para sua logística, a escassez hídrica poderá afetar a navegabilidade naquela região, impactando os processos logísticos de insumos e produtos e, consequentemente, a continuidade operacional e o cumprimento de compromissos com os clientes da Companhia.

m) Riscos relacionados ao uso da marca

m.1) A atuação de empresas que possuem licença de uso das marcas da Companhia pode impactar sua imagem e reputação.

O antigo plano de desinvestimento da Companhia, que foi praticado até 2022, incluiu a venda parcial ou total de suas empresas no segmento de distribuição de combustíveis e alguns desses negócios envolveram contratos de licenciamento para marcas da Petrobras. Uma vez que um licenciado detém o direito de exibir marcas da Companhia em produtos, serviços e comunicações, ele pode ser percebido pelas partes interessadas como a Petrobras, seu legítimo representante ou porta-voz da Companhia. Ações ou eventos das empresas licenciadas no âmbito de seus negócios, tais como: falhas, acidentes, violações de direitos humanos, erros no desempenho dos negócios, crises ambientais, escândalos de corrupção e uso indevido de marcas da Petrobras, entre outros fatores - podem impactar negativamente a imagem e reputação da Companhia, com a possibilidade de perdas financeiras.

n) Riscos relacionados a ações e títulos de dívida

n.1) O tamanho, volatilidade, liquidez ou regulamentação dos mercados brasileiros de valores mobiliários podem limitar a capacidade dos detentores de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADSs da Companhia.

As ações da Companhia estão entre as mais líquidas negociadas no B3, mas em geral, os mercados brasileiros de valores mobiliários são menores, mais voláteis e menos líquidos do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos e de outras jurisdições, e, portanto, podem ser regulamentados de maneira diferente da forma como os investidores dos Estados Unidos estão acostumados. Fatores que podem afetar especificamente os mercados brasileiros de ações podem limitar a capacidade dos detentores de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADSs da Companhia pelo preço e no tempo que desejarem.

n.2) Os detentores de ADSs da Companhia podem ser incapazes de exercer direitos de preferência com relação às ações subjacentes às ADSs.

Os detentores de ADSs que são residentes nos Estados Unidos podem não ser capazes de exercer os direitos de preferência relativos às ações subjacentes às ADSs da Companhia, a menos que uma declaração de registro nos termos da Securities Act seja efetiva com relação a esses direitos ou uma isenção dos requisitos de registro da Securities Act esteja disponível. A Companhia não é obrigada a arquivar uma declaração de registro com respeito às ações relacionadas a esses direitos de preferência e, portanto, pode não arquivar tal declaração de registro. Se uma declaração de registro não for apresentada e não houver isenção de registro, o JPMorgan, como instituição depositária, tentará vender os direitos de preferência e os detentores de ADSs terão o direito de receber o produto da venda. No entanto, os direitos de preferência expirarão se a depositária não puder vendê-los. Para uma descrição mais completa dos direitos de preferência com relação às ações ordinárias ou preferenciais, veja a seção “Informações aos Acionistas - Direitos dos Acionistas - Outros Direitos dos Acionistas” do Relatório Anual e Form 20-F 2024 da Companhia, disponível em www.petrobras.com.br/ri.

n.3) Se os detentores de ADSs da Companhia trocarem suas ADSs por ações, eles correm o risco de perder a capacidade de remeter moeda estrangeira para o exterior em tempo hábil e outras vantagens relacionadas.

O custodiante brasileiro de ações da Companhia subjacentes às suas ADSs deve obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter o direito de remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior para pagamentos de dividendos e outras distribuições relativas às ações da Companhia ou mediante a disposição das ações.

A conversão de ADSs diretamente em titularidade das ações subjacentes é regida pela Resolução CMN nº 4.373 e os investidores estrangeiros que pretendam fazer isso são obrigados a nomear um representante no Brasil para os fins da Resolução CMN nº 4.373, que irá se responsabilizar pela manutenção e atualização dos certificados de registro dos investidores no Banco Central do Brasil, o que permite aos investidores estrangeiros cadastrados comprar e vender diretamente na B3. Esses acordos podem exigir despesas adicionais do investidor estrangeiro.

Além disso, se tais representantes não conseguirem obter ou atualizar os certificados de registro pertinentes, os investidores podem incorrer em despesas adicionais ou estar sujeitos a atrasos operacionais que podem afetar sua capacidade de receber dividendos ou distribuições relativas às ações ordinárias ou preferenciais ou o retorno de seu capital em tempo hábil.

O certificado de registro do custodiante ou qualquer registro de capital estrangeiro obtido diretamente por tais detentores pode ser afetado por futuras alterações legislativas ou regulatórias, e a Companhia não pode garantir a tais detentores que restrições adicionais aplicáveis a eles, à disposição das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes ou à repatriação dos proventos do processo não serão impostas no futuro.

n.4) Os detentores de ADSs da Companhia podem enfrentar dificuldades para proteger seus interesses.

Os assuntos corporativos da Companhia são regidos por seu Estatuto Social e pela Lei nº 6.404/76 (“Lei das Sociedades por Ações Brasileira”), que diferem dos princípios legais que se aplicariam se a Companhia fosse constituída em uma jurisdição nos Estados Unidos ou em outra jurisdição fora do Brasil. Além disso, os direitos de um detentor de ADS, que são derivados dos direitos dos detentores de ações da Companhia, conforme o caso, para proteger seus interesses, são diferentes de acordo com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira em comparação com as leis de outras jurisdições. As legislações referentes a informações privilegiadas, autonegociação (*self-dealing*), os direitos dos acionistas e a preservação de seus interesses também podem ser diferentes no Brasil em comparação com os Estados Unidos. Adicionalmente, a estrutura de uma ação coletiva no Brasil é diferente da dos Estados Unidos. De acordo com a legislação brasileira, os acionistas de empresas brasileiras não têm legitimidade para instaurar uma ação coletiva e, de acordo com o Estatuto da Companhia, devem, com relação a disputas relativas às regras relacionadas à operação dos mercados de capitais, arbitrar tais disputas. Para mais informações, veja a seção “Informações aos Acionistas - Ações e Acionistas - Resolução de Disputas” do Relatório Anual e Form 20-F 2024 da Companhia, disponível em www.petrobras.com.br/ri.

A Companhia é uma empresa estatal organizada de acordo com as leis do Brasil e todos os seus conselheiros e diretores residem no Brasil. Praticamente todos os seus ativos e os de seus conselheiros e diretores estão localizados no Brasil. Como resultado, pode não ser possível para os detentores de ADSs efetuarem citação de processos contra a Companhia ou seus conselheiros e diretores nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil ou executar contra a Companhia ou seus conselheiros e diretores decisões obtidas nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil. Como os julgamentos dos tribunais dos Estados Unidos para responsabilidades civis com base nas leis de valores mobiliários federais dos Estados Unidos só podem ser executados no Brasil se certos requisitos forem atendidos, os detentores de ADSs podem enfrentar maiores dificuldades em proteger seus interesses em ações contra a Companhia ou seus conselheiros e diretores do que os acionistas de uma sociedade constituída em um estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

n.5) Os detentores de ADSs da Companhia não têm os mesmos direitos de voto que os detentores de ações da Companhia. Além disso, os detentores de ADSs representando ações preferenciais não têm direito a voto na maioria das decisões.

Os detentores de ADSs da Companhia não têm os mesmos direitos de voto que detentores de suas ações. Os detentores de ADSs da Companhia possuem os direitos contratuais estabelecidos para seu benefício nos termos dos contratos de depósito. Os detentores de ADSs exercem direitos de voto fornecendo instruções ao depositário, em vez de comparecer às assembleias de acionistas ou votar por outros meios disponíveis aos acionistas. Na prática, a capacidade de um detentor de ADSs de instruir o depositário quanto ao voto dependerá do momento e dos procedimentos para fornecer instruções ao depositário, seja diretamente ou por meio do sistema de custódia e compensação do titular.

Além disso, uma parte das ADSs da Companhia representa suas ações preferenciais. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira e o Estatuto Social da Companhia, os titulares de ações preferenciais têm direito a voto em itens de pauta específicos nas assembleias de acionistas, como a eleição separada do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal. Os detentores de ADSs representando ações preferenciais não têm direito a voto na maioria das decisões. Para mais informações, veja a seção “Informações aos Acionistas - Direitos dos

Acionistas - Assembleias Gerais e Direitos de Voto” do Relatório Anual e Form 20-F 2024 da Companhia, disponível em www.petrobras.com.br/ri.

n.6) O mercado de títulos de dívida da PGF pode não ser líquido.

Algumas das notas da PGF não são listadas em nenhuma bolsa de valores e não são cotadas por meio de um sistema de cotação automatizado. A maioria das notas da PGF estão atualmente listadas na NYSE e na Bolsa de Valores de Luxemburgo e são negociadas no mercado NYSE Euronext e Multilateral Trading Facility ("MTF"), respectivamente, embora parte das negociações das notas da PGF ocorra no mercado de balcão. A PGF pode emitir novas notas que podem ser listadas em outros mercados que não a NYSE e a Bolsa de Valores de Luxemburgo e negociadas em outros mercados que não o NYSE Euronext e o mercado MTF. A Companhia não pode garantir a liquidez ou mercados de negociação para as notas da PGF. A Companhia não pode garantir que os detentores de notas da PGF serão capazes de vender suas notas no futuro. Se um mercado para as notas da PGF não se desenvolver, os detentores das notas da PGF podem não ser capazes de revender as notas por um longo período, se conseguirem.

n.7) A Companhia seria obrigada a pagar sentenças dos tribunais brasileiros para executar suas obrigações nos termos da garantia relativa aos títulos da PGF apenas em reais.

Se processos fossem instaurados no Brasil visando fazer cumprir as obrigações da Companhia a respeito da garantia relativa às notas da PGF, a Companhia seria obrigada a cumprir suas obrigações apenas em reais. De acordo com os controles de câmbio brasileiros, uma obrigação de pagar valores denominados em uma moeda diferente do real, que é pagável no Brasil de acordo com uma decisão de um tribunal brasileiro, será satisfeita em reais à taxa de câmbio em vigor na data do pagamento, conforme determinado pelo Banco Central do Brasil.

n.8) Uma conclusão de que a Companhia está sujeita às leis de falência dos EUA e que a garantia executada por ela foi uma transferência fraudulenta pode resultar na perda dos detentores de notas da PGF de suas reivindicações legais contra a Companhia.

A obrigação da PGF de fazer pagamentos sobre as notas da PGF é suportada pela obrigação da Companhia no âmbito da garantia correspondente. A Companhia foi informada pela sua assessoria jurídica externa dos EUA de que a garantia é válida e exequível de acordo com as leis do Estado de Nova York e dos Estados Unidos. Além disso, a Companhia foi informada pela sua assessoria jurídica de que as leis do Brasil não impedem que a garantia seja válida, vinculante e executável contra a Companhia de acordo com seus termos. No caso de as leis federais de transferência fraudulenta dos EUA ou leis semelhantes forem aplicadas à garantia, e a Companhia, quando celebra a garantia relevante:

- estava ou está insolvente ou se tornou insolvente em razão de sua entrada em tal garantia;
- estava ou está envolvida em negócios ou transações para os quais os ativos remanescentes com a Companhia constituíam um capital excessivamente pequeno; ou
- pretendia incorrer ou incorreu, ou acreditava ou acredita que incorreria, em dívidas além de sua capacidade de pagar tais dívidas à medida que vencessem; e
- em cada caso, com a intenção de receber ou ter recebido menos do que o valor razoavelmente equivalente ou a justa contraprestação, então suas obrigações sob a garantia poderiam ser evitadas, ou as reivindicações com relação a esse contrato poderiam ser subordinadas às reivindicações de outros credores.

Dentre outras coisas, uma contestação legal da garantia por motivos de transferência fraudulenta pode se concentrar nos benefícios, se houver, obtidos pela Companhia como resultado da emissão das notas da PGF. Caso a garantia seja considerada uma transferência fraudulenta ou não executável por qualquer outro motivo, os detentores das notas da PGF não teriam uma reclamação contra a Companhia sob a garantia relevante e teriam apenas uma reclamação contra a PGF. A Companhia não pode garantir que, após atender todas as reivindicações anteriores, haverá ativos suficientes para satisfazer as reivindicações dos detentores de notas da PGF relativas a qualquer parte evitada da garantia.

4.2. Indicar os 5 (cinco) principais fatores de risco, dentre aqueles enumerados no campo 4.1, independentemente da categoria em que estejam inseridos

a.1) A Companhia está exposta a riscos de segurança, meio-ambiente e saúde em suas operações, que podem levar a acidentes, perdas significativas, processos administrativos e passivos judiciais.

a.2) Falhas em sistemas de tecnologia da informação, sistemas de segurança da informação (*cybersecurity*) e sistemas e serviços de telecomunicações podem impactar adversamente as operações e reputação da Companhia.

a.3) Manter os objetivos da produção de petróleo no longo prazo depende da capacidade da Companhia de incorporar e desenvolver com êxito as suas reservas.

g.1) O fluxo de caixa e rentabilidade da Companhia estão expostos à volatilidade dos preços do petróleo, gás natural, GNL e derivados.

l.1) Mudanças climáticas podem impactar o resultado e a estratégia da Companhia.

4.3. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros.

A Companhia está exposta a uma série de riscos de mercado inerentes às suas operações, que compreendem, principalmente, os riscos de variações de índices macroeconômicos e de preços de mercadorias, taxas de câmbio e de juros. Além dos riscos de mercado, riscos de crédito e de liquidez também são considerados relevantes para a Companhia.

Condicional à análise do ambiente de negócios e de perspectivas de realização do Plano de Negócios, a execução de estratégia de proteção ocasional através de instrumentos financeiros pode ser aplicável.

Riscos de variação dos preços de mercadorias

Os preços dos produtos da Companhia sofrem forte influência das condições e das expectativas de oferta e demanda mundiais. A Companhia se expõe ao risco de flutuação dos preços de petróleo e de seus derivados como parte integrante do seu processo de negócios. Períodos prolongados com preços baixos podem, além de impactar o fluxo de caixa, ocasionar redução de valor das reservas provadas da Companhia e, consequentemente, o cancelamento ou postergação de projetos.

Para informações sobre variações das receitas da Companhia atribuíveis a modificações de preços, ver o item 2.2.b deste Formulário de Referência.

Risco cambial

A Companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras. Dessa forma, eventuais variações nessas taxas cambiais alteram o valor de alguns dos ativos e passivos da Companhia, assim como a realização dos fluxos de caixa futuros, podendo afetar negativamente os seus resultados. Em relação ao risco cambial, a maior exposição da Companhia é sobre seu elevado passivo denominado em dólares.

Em 31 de dezembro de 2024, a exposição cambial líquida da Companhia é passiva. Portanto, uma depreciação do real representa uma despesa de variação cambial. O risco da taxa de câmbio ao qual a Companhia está exposta tem impacto no balanço patrimonial e deriva principalmente da incidência de obrigações não denominadas em reais em sua carteira de dívida.

Risco de taxa de juros

Devido à natureza de suas operações, a Companhia está sujeita a efeitos decorrentes da variação das taxas de juros, especialmente em razão da indexação do serviço de sua dívida a essas taxas. Na hipótese de elevação das taxas de juros, os custos relativos ao endividamento da Companhia crescem, podendo impactar negativamente sua situação financeira, em uma perspectiva de crescimento da Companhia.

Para financiamentos expressos em moeda estrangeira, o risco é decorrente, principalmente, da variação da Secured Overnight Financing Rate (SOFR). Para os financiamentos expressos em reais, o risco é, principalmente, decorrente da taxa de juros de longo prazo (TLP) e Taxa DI. Há também uma proporção relevante do endividamento indexado a taxas fixas de juros.

Risco de Crédito

A Companhia está exposta ao risco de crédito de clientes, de instituições financeiras e de contrapartes, decorrente de suas operações comerciais e da administração de seu caixa, conforme políticas específicas para cada finalidade. Tais riscos consistem na possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas (veja item “a” abaixo) e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras (veja item “b” abaixo), o que pode comprometer o fluxo de caixa da Companhia e sua capacidade de cumprir com suas obrigações financeiras.

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Companhia não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras - Standard & Poors, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2024	2023	2024	2023
Com grau de investimento - rating global	8.752	36.320	11.609	5.398
AA	1.950	2.871	5.422	3.150
A	6.800	33.350	6.187	2.248
BBB	2	99	-	-
Outras classificações no exterior	1.331	15.741	6.355	-
Com grau de investimento - rating local	10.163	9.520	12.038	19.911
AAA.br	10.163	9.520	12.038	19.911
Outras classificações no Brasil	8	32	-	2
Total	20.254	61.613	30.002	25.311

c) Provisão para Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa

2024

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 baseada na experiência de perda de crédito histórica não ajustada, quando tais dados representam a melhor informação razoável e sustentável, ou ajustada, com base em dados identificados recentemente, para refletir os efeitos das condições atuais e futuras, desde que tais dados estejam disponíveis sem custo ou esforços excessivos.

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).

Em 31 de dezembro de 2024 o saldo da PCE nas demonstrações financeiras da Companhia era de R\$ 10.162 milhões, conforme nota explicativa item 14 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024.

Risco de Liquidez

O risco de liquidez é representado pela possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros para liquidar as obrigações nas datas previstas, o que pode causar impactos financeiros negativos na Companhia.

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

Vencimento	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total 31.12.2024
Principal	13.360	11.787	14.291	11.761	12.272	81.882	145.353
Juros	9.591	9.045	7.871	6.735	6.459	86.546	126.247
Total	22.951	20.832	22.162	18.496	18.731	168.428	271.600

4.4. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis, ambientais e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

- a. juízo
- b. instância
- c. data de instauração
- d. partes no processo
- e. valores, bens ou direitos envolvidos
- f. principais fatos
- g. resumo das decisões de mérito proferidas
- h. estágio do processo
- i. se a chance de perda é:
 - i. provável
 - ii. possível
 - iii. remota
- j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante
- k. análise do impacto em caso de perda do processo

A Companhia e suas controladas são partes em processos judiciais e administrativos tributários, trabalhistas, cíveis, concorrenciais e ambientais. A política para provisionamento adotada pela Companhia é a definida pela CVM, por meio da Resolução CVM nº 72, de 22 de março de 2022.

Em 31 de março de 2025, a Companhia possuía contabilizados R\$ 16.270 milhões a título de provisões para fazer frente às contingências da Petrobras e de suas controladas classificadas como perda provável, e R\$ 75.078 milhões contabilizados em depósitos judiciais.

Considerando que a descrição dos processos judiciais, administrativos e arbitrais da Companhia neste Formulário de Referência tem fundamento em outro parâmetro de avaliação, independente daquele determinado pela Resolução CVM nº 72/22, também são apresentadas neste Formulário de Referência informações sobre processos não mencionados em demonstrações financeiras da Companhia, uma vez que são classificados como contingência de perda remota.

Para informar os processos abaixo relacionados, a Companhia adota em sua análise de relevância a capacidade que a informação teria de influenciar a decisão de investimento, a partir de critérios quantitativos combinados com critérios qualitativos. O critério quantitativo abrange processos que envolvam valor superior a R\$1.000.000.000,00 (um bilhão de reais). O critério qualitativo considera os processos que tratem de assuntos sensíveis, inclusive os que representem potenciais riscos à imagem da Companhia e de suas controladas. Adicionalmente, a Companhia esclarece que informações referentes a “valores, bens ou direitos envolvidos”, “chance de perda” e “análise do impacto em caso de perda do processo” referem-se à data base de 31 de março de 2025.

4.4.0.1 PROCESSOS DE NATUREZA CÍVEL

As tabelas abaixo apresentam uma descrição individual dos processos de natureza cível considerados relevantes para os negócios da Companhia e/ou de suas controladas.

4.4.0.1.1

Processo nº 0023293-64.2018.8.19.0001	
a. Juízo	11ª Vara Cível da Comarca da Capital - RJ
b. Instância	1ª instância - Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro
c. Data de instauração	31/01/2018
d. Partes do Processo	Autores: FENASPE - Federação Nacional das Associações de Aposentados, Pensionistas e Anistiados do Sistema PETROBRAS E PETROS; AAPESP - Associação dos Aposentados e Pensionistas da Petrobras e Subsidiárias no Estado do Rio Grande do Sul; APASPETRO-RN - Associação dos Aposentados, Pensionistas, Ativos e Anistiados do Sistema PETROBRAS PETROS, Subsidiárias e afins no Rio Grande do Norte; AEPET - Associação dos Engenheiros da PETROBRAS; APAPE - Associação Nacional dos Participantes da PETROS; ASPENE - Associação dos Aposentados e Pensionistas do Sistema PETROBRAS no Nordeste; ASTAPE - Associação dos Trabalhadores Aposentados, Pensionistas e Anistiados da PETROBRAS e Subsidiárias do Estado do Rio de Janeiro; ASTAIPE - Associação dos Trabalhadores Aposentados e Pensionistas do Sistema PETROBRAS. Réus: PETROS, PETROBRAS e VIBRA (atual denominação de PETROBRAS DISTRIBUIDORA)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.405.835.798,95
f. Principais fatos	Objeto: Trata-se de ação civil pública ajuizada requerendo a suspensão e o recálculo do Plano de Equacionamento do Déficit (PED) do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP). Em relação especificamente à PETROBRAS, há pedido de pagamento de aporte para cobertura do déficit. Em 1º grau, foi deferida a liminar determinando a suspensão das cobranças para pagamento do PED em relação aos associados constantes das listas apresentadas pelas autoras e que residam no território de jurisdição do órgão julgador. Tal decisão foi objeto de Agravos de Instrumento, tendo a 13ª Câmara Cível reduzido a cobrança do PED para 50% e estendido para todos os associados. No entanto, essa decisão foi cassada pelo STJ na Suspensão de Liminar (SLS) nº 2.507-RJ apresentada pela PETROS, permitindo, portanto, a retomada da cobrança do PED. Por sua vez, a juíza de 1º grau indeferiu a entrada da PREVIC e da União como assistentes e o envio do processo para a Justiça Federal, decisão que foi mantida em segunda instância. Em 06/12/2019, o juiz determinou a suspensão da ação em razão do Incidente de Resolução de Demandas Repetitivas - IRDR pendente no TJRJ. O IRDR em referência foi julgado e o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro (Seção de Direito Privado), por maioria (12x1), fixou as seguintes teses: (a) o PED é lícito e necessário à garantia da higidez do Plano de Previdência Privada, em consonância com o que dispõe a LC 109/2002; e; (b) as alíquotas de contribuição extraordinária atribuídas a participantes e

	assistidos não afrontam os princípios da proporcionalidade e razoabilidade.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há. Processo suspenso antes da decisão de mérito de 1ª instância, em razão do IRDR. No momento, está autorizada a cobrança do PED em razão da decisão do STJ na SLS nº 2.507-RJ.
h. Estágio do processo	Processo suspenso no decorrer da fase de provas.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.1.2

Processo nº 0259040-67.2013.8.19.0001	
a. Juízo	25ª Vara Cível da Comarca da Capital - RJ
b. Instância	2ª instância - Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro
c. Data de instauração	30/07/2013
d. Partes do Processo	Autor: Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A. ("Refinaria") Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.692.344.352,49
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Condenação da Petrobras ao ressarcimento pelos danos causados à Refinaria por uma suposta conduta anticoncorrencial na venda de gasolina e derivados (diesel e GLP) no mercado interno. Foi proferida sentença condenando a Petrobras, nos termos detalhados abaixo. Diante da sentença condenatória, a Refinaria requereu a especificação e o registro de hipoteca judiciária para garantia do pagamento, a qual foi deferida, tendo incidido sobre o edifício da Avenida República do Chile nº 65 e o respectivo terreno, com todas as suas unidades. A Petrobras apresentou recurso de Apelação, ao qual foi dado provimento. Foram interpostos recursos para os Tribunais Superiores, tendo sido admitido o recurso especial da Refinaria de Manguinhos e inadmitidos o recurso especial adesivo apresentado pela Petrobras e o recurso extraordinário da Refinaria de Manguinhos. As partes interpuseram agravo da decisão de inadmissão.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida sentença condenando a Petrobras ao pagamento da quantia apurada, à época de R\$935.532.723,97, pelos prejuízos ocasionados durante o período de 2002 a 2008; bem como verba indenizatória pelos mesmos prejuízos configurados a partir de 2009, a serem apurados em liquidação de sentença.

	O acórdão em Apelação julgou totalmente improcedente o pedido formulado pela Refinaria de Petróleo de Manguinhos.
h. Estágio do processo	Os autos encontram-se no STJ aguardando apreciação dos recursos interpostos.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo, conforme descrito no item “e” acima, o qual foi fixado para o período de 2002 a 2008. Importante destacar que há, ainda, um valor ilíquido a ser fixado em sede de liquidação de sentença na hipótese de vitória da Refinaria de Manguinhos, valor este que não é passível de determinação neste momento, não sendo, portanto, possível aferir se o mesmo poderá impactar de forma relevante a situação financeira e patrimonial da Companhia e os seus negócios, no caso de perda do processo em questão.

4.4.0.1.3

Processo nº 0008611-60.2006.4.02.5101	
a. Juízo	18ª Vara Federal da Seção Judiciária do estado do Rio de Janeiro
b. Instância	2ª instância - Tribunal Regional Federal (“TRF”) da 2ª Região
c. Data de instauração	27/03/2006
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras Réu: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Contingência passiva: R\$ 3.400.983.824,18 Contingência ativa: R\$ 4.693.204.658,15
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de ação em que se pleiteia compensação de créditos e débitos existentes entre a Petrobras e ANP. A Petrobras sustenta, na petição inicial, que é credora da quantia de R\$498.951.215,12, em função da transferência de dados e informações geológicas para a ANP determinada pela Lei no 9478/97 e pela remuneração devida à Companhia pela custódia do acervo técnico para a ANP. Por outro lado, a ANP seria credora da quantia de R\$238.796.135,65 pelo alegado descumprimento da Companhia do Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) dos blocos BC-8, BSOL-2, BSOL-6, BSOL-7, BCUM-20 e BCUM-50, integrantes da chamada “Rodada Zero”. Desse modo, mediante o mecanismo da compensação entre os créditos e débitos acima, a Petrobras alega no âmbito do processo que faria jus ao recebimento do valor de R\$260.155.080,47. Na petição inicial, sustenta-se, ainda, que as multas pelo descumprimento do PEM relativas aos blocos SEAL-300, SEAL-1, BPOT-100, BTUC-1, no montante de R\$125.722.328,81, seriam indevidas, tendo em vista que a ANP já comunicara à Petrobras que os PEMs relativos a esses blocos haviam sido

	cumpridos. Houve também, em cautelar, requerimento deferido de suspensão da decisão proferida pela Diretoria da ANP, para declarar, por ora, a não exigibilidade dos valores cobrados pela ANP pelo alegado descumprimento da Companhia do PEM de blocos integrantes da chamada “Rodada Zero”.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Em 1ª instância, foram julgados parcialmente procedentes os pedidos, para anular apenas as cobranças relativas aos blocos SEAL-300, SEAL-1, BPOT-100, BTUC-1. Em relação aos demais pedidos, a sentença considerou improcedente o pleito da Petrobras. A liminar que suspendia a cobrança em face da Petrobras foi mantida na decisão que recebeu a Apelação Cível da Petrobras. Em julgamento da Apelação, a sentença foi anulada para que haja a produção de prova pericial.
h. Estágio do processo	A prova pericial foi iniciada em março de 2021, mas as partes suspenderam o processo para buscar uma solução negocial.
i. Chance de perda	Possível (contingência passiva) e chance de ganho possível para a contingência ativa
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, em virtude da necessidade de pagamento pela Petrobras do valor constante do item (e) acima, que corresponde ao somatório dos valores de (a) R\$260.155.080,47 (o qual a Petrobras alega no âmbito do processo fazer jus ao recebimento, em virtude do mecanismo da compensação descrito no item (f) acima) e de (b) R\$125.722.328,81 (correspondente às multas cobradas pela ANP pelo descumprimento do PEM relativas aos blocos SEAL-300, SEAL-1, BPOT-100, BTUC-1, as quais a Petrobras entende indevidas), corrigidos monetariamente.

4.4.0.1.4

Processo nº 0113609-56.2000.8.19.0001	
a. Juízo	STJ
b. Instância	STJ
c. Data de instauração	04/09/2000
d. Partes do Processo	Autor: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS Réus: Usina Triunfo e outros
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.014.396.291,53

f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Em 04/09/2000, usinas açucareiras de Alagoas promoveram ação judicial sustentando terem cedido, com deságio, créditos-prêmio de IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) relativos a operações posteriores a 04/10/1990 e que a Petrobras não teria honrado com o preço pactuado, desistindo do negócio. Pediram, então, a condenação da Petrobras a pagar a cada uma delas, a título de ressarcimento das perdas e danos, os valores que obteriam se lhes tivesse sido possível negociar seus créditos com terceiros, valores estes, portanto, maiores ou iguais àqueles negociados com a Petrobras, bem como a condenação em verba de lucros cessantes, representada por aquilo que deixaram de ganhar com a aplicação, no mercado financeiro, dos montantes que deveriam ter recebido desde quando efetivada a compensação.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença proferida condenando a Petrobras ao pagamento das perdas e danos e dos lucros cessantes, como apurados por exame pericial, com correção monetária, juros e honorários advocatícios. A decisão condenatória da em questão transitou em julgado em 03 de outubro de 2008 e a presente ação está em fase de execução. A Petrobras ingressou com uma ação rescisória, a qual foi julgada procedente para rescindir a condenação.
h. Estágio do processo	Estão pendentes de julgamento agravos interpostos no bojo dos recursos especial e extraordinário apresentados pelas usinas no âmbito da ação rescisória.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo, conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.1.5

Processo nº 0006519-75.2014.4.03.6112	
a. Juízo	5ª Vara da Subseção Judiciária de Presidente Prudente/SP
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	17/12/2014
d. Partes do Processo	Autor: Ministério Público Federal. Réus: Petrobras, ANP, Bayar Empreendimentos Participações Ltda. e Petra Energia S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	A Companhia teria como prejuízo direto a impossibilidade de explorar os blocos licitados, o que é impossível de ser mensurado economicamente, bem como a perda dos valores já pagos a título de bônus de assinatura (R\$

7.765.000,00), de taxas de participação e de retenção da área (R\$ 233.569,45) e de garantias financeiras em decorrência dos compromissos assumidos no Programa Exploratório Mínimo (PEM) (R\$18.715.000,00), o que totaliza a quantia de R\$26.713.569,45, cujo ressarcimento demandará o ajuizamento de ação autônoma.

f. Principais fatos

A ação em referência tem por objeto a nulidade da 12ª Rodada de Licitações da ANP, em relação aos blocos da bacia do Paraná (PART-198/199/218/219/220 - Setor SPAR-CN).

Houve a concessão de tutela antecipada para determinar que a Petrobras se abstenha de realizar qualquer atividade específica de perfuração, pesquisa e exploração de poços no setor SPAR-CN dos recursos não convencionais pela técnica de faturamento hidráulico.

Em 19 de janeiro de 2015, foi proferida decisão liminar que deferiu os pedidos do Ministério Público, à exceção do pedido para que fosse publicada a existência da ação nos websites institucional da Petrobras e da Brasil-rounds Licitações de Petróleo e Gás, e determinou a imposição da multa diária de R\$150.000,00 pelo descumprimento de cada obrigação. Contra a decisão liminar proferida, foram apresentados Embargos de Declaração, instando o Juízo a declarar o impedimento da ANP de impor qualquer sanção contratual a Petrobras no tocante à necessidade de se atingir o Objetivo Estratigráfico Mínimo previsto no PEM, visto que diretamente ligado à exploração de gás de folhelho. Além disso, abordou a necessidade de se determinar que a União Federal depositasse em Juízo os valores referentes ao bônus de assinatura, taxas e garantias contratuais, até o final da demanda, para o fim de eventual ressarcimento da Petrobras. Em decisão proferida em 09 de abril de 2015, o Juízo consignou que a suspensão dos efeitos dos contratos de concessão para exploração de gás de folhelho incluía a necessidade de a Petrobras atingir o Objetivo Estratigráfico Mínimo previsto no PEM. Além disso, foi rejeitado o pedido para que a União depositasse em juízos os valores relativos ao bônus de assinatura, taxas e garantias contratuais. Tendo em vista que a decisão do Tribunal se alicerçou em dados eminentemente técnicos, não foi apresentado recurso contra a decisão, haja vista a possibilidade de a Petrobras poder reaver os valores em ação própria, caso a demanda seja julgada procedente.

Tendo o MPF desistido da realização de prova pericial, o processo foi a julgamento e o juízo de 1º grau julgou a ação totalmente procedente.

A Petrobras, a ANP e o MPF apresentaram recurso de Apelação, sendo provida a Apelação da ANP, em 21/08/2019. Dessa decisão a Fazenda Pública de Martinópolis, na qualidade de litisconsorte do MPF, opôs Embargos de Declaração. Em 16/06/2020, foram interpostos os Recursos Especial e Extraordinário pelo MPF. Em 12/04/2021, foram apresentadas contrarrazões aos Recursos Especial e Extraordinário pela Petrobras. Foi deferido o pedido de ingresso de Instituto Internacional Arayara de Educação e Cultura - Instituto Internacional Arayara na condição de amicus curiae.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	O Juízo de 1º grau julgou a ação totalmente procedente, com anulação da 12ª Rodada e convalidação dos efeitos da tutela proferida liminarmente. Em 2ª instância, foi dado provimento à apelação interposta pela ANP para restabelecer os efeitos 12ª Rodada de Licitações da ANP.
h. Estágio do processo	Estão pendentes de julgamento os Recursos Especial e Extraordinário interpostos pelo MPF.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro e possibilidade de dano reputacional ou de imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, uma vez que a nulidade da 12ª Rodada de Licitação da ANP em relação aos blocos da bacia do Paraná (PART-198/199/218/219/220 - Setor SPAR-CN) ocasionaria a impossibilidade de exploração dos blocos licitados, (ii) impacto à imagem da Companhia, e (iii) prejuízos financeiros decorrentes dos valores adimplidos a título de bônus de assinatura (R\$ 7.765.000,00), de taxas de participação e de retenção da área (R\$ 233.569,45) e de garantias financeiras em decorrência dos compromissos assumidos no PEM (R\$ 18.715.000,00), o que totaliza a quantia de R\$ 26.713.569,45, competindo à Companhia o ajuizamento de ação autônoma para ressarcimento das perdas e danos.

4.4.0.1.6

Processo nº 0099211-70.2001.8.19.0001	
a. Juízo	18ª Cível da Comarca do Rio de Janeiro, no estado do Rio de Janeiro
b. Instância	1ª instância - Tribunal de Justiça do estado do Rio de Janeiro
c. Data de instauração	23/08/2001
d. Partes do Processo	Autores: Federação Única dos Petroleiros (FUP); Sindicato dos Trabalhadores na Indústria da Destilação e Refinação de Petróleo de Campinas e Paulínia; Sindicato dos Trabalhadores do Ramo Químico Petroleiro do estado da Bahia; Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Petróleo e Gás Natural do estado do Espírito Santo; Sindicato dos Trabalhadores em Pesquisa, Exploração, Produção, Perfuração, Refino, Armazenamento, Transporte de Petróleo e dos Trabalhadores de Empresas Interpostas no estado do Rio Grande do Norte; Sindicato dos Trabalhadores na Indústria do Petróleo nos estados do Pará, Amazonas, Maranhão e Amapá; Sindicato dos Petroleiros Norte Fluminense; Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Refinação, Destilação, Exploração e Produção de Petróleo nos estados do Paraná e Santa Catarina; Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Petróleo dos estados de Pernambuco e Paraíba; Sindicato dos Trabalhadores na Indústria da Destilação e Refinação do Petróleo no estado do Ceará; Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Destilação e Refinação do Petróleo no estado de Minas Gerais; Sindicato dos Petroleiros do Rio Grande do Sul; Sindicato dos Trabalhadores

na Industria de Destilação e Refinação de Petróleo de Santos, Cubatão e São Sebastião; Sindicato dos Trabalhadores na Industria de Destilação e Refinação de Petróleo de Duque de Caxias e Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Destilação e Refinação de Petróleo de Mauá.

Réu: Petrobras e Petros - Fundação de Seguridade Social ("Petros").

e. Valores, bens ou direitos envolvidos R\$ 27.630.997.109,34

f. Principais fatos

Objeto: A FUP e outros 14 sindicatos ajuizaram a ação civil pública na qual pleiteiam a condenação da Petrobras a aportar no Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP) a íntegra de todas as insuficiências atuariais e financeiras detectadas e detectáveis em perícia, inclusive os seguintes itens:

- 1) Dívidas relativas ao Plano Petros do Sistema Petrobras-Repactuados Pré-70, compensados os valores já pagos;
- 2) Diferenças entre os valores contabilizados a título de contribuição da geração futura e benefícios da geração futura;
- 3) Impactos atuariais e financeiros das aposentadorias incentivadas;
- 4) Impactos atuariais e financeiros relativos às modificações unilaterais na política de pessoal da Petrobras, inclusive modificações em seu plano de cargos e salários e plano de cargos comissionados ou equivalentes;
- 5) Impactos atuariais e financeiros decorrentes da indevida utilização do Fator de Capacidade (FC);
- 6) Impactos atuariais e financeiros da hora-turno;
- 7) Insuficiências da chamada Resolução 33 da Petrobras;
- 8) Insuficiências decorrentes do cálculo inicial e atualização de pensões;
- 9) Diferenças decorrentes do cálculo de aposentadorias especiais;
- 10) Repasse à Petros dos valores relativos ao custo de oportunidade de aporte não realizados;
- 11) Condenação da Petros a provisionar a íntegra dos valores relativos às reservas matemáticas dos participantes que se retiraram do plano, descontada a parcela já por eles recebida a título de resgate parcial da Reserva de Poupança, com o consequente aporte por parte da Petrobras;
- 12) Condenação da Petros a provisionar os valores relativos à íntegra da Reserva de Poupança devidamente corrigida pelo INPC, acrescidos de juros atuariais de 6% ao ano;
- 13) Condenação da Petros a provisionar os valores relativos à diferença entre o INPC e o índice aplicado sobre os benefícios nos 6 anos anteriores à ação, com condenação da Petrobras a pagar à Petros os valores relativos a tais provisionamentos;
- 14) Condenação da Petrobras a honrar as diferenças havidas no Plano de Benefícios em decorrência da adoção de premissa incorreta de "turn over" como consta do relatório do Conselho de Coordenação e Controle das

Empresas Estatais - CCE; e

15) Condenação da Petrobras a integralizar os valores relativos às aposentadorias especiais cujas reservas foram constituídas como se aposentadorias normais fossem.

Em 12/09/2007, uma transação foi firmada entre as Patrocinadoras (dentre as quais a Petrobras), Fundação Petros, Federação Única dos Petroleiros e Sindicatos, visando a, precipuamente, sanear o Plano Petros, apaziguar as relações e encerrar litígios. Os compromissos decorriam de contrapartidas estabelecidas no Acordo de Obrigações Recíprocas (AOR) e posterior re-ratificação, que foram materializados no Termo de Transação, cuja implementação tinha como condicionante a sua homologação judicial.

Em prosseguimento, em 25/08/2008, foi homologada a transação entre as partes, julgando extinto o processo com relação aos itens 1 (Pré 70), 2 (geração futura), 8 (cálculo das pensões) e 10 (custo de oportunidade referente a esses itens), relativamente às partes transadoras.

Registre-se que os SINDIPETROS Litoral Paulista, PA/AM/MA/AP e Duque de Caxias não participaram do acordo, motivo pelo qual interpuseram recurso de Apelação, questionando a legalidade da decisão que homologou o citado acordo parcial.

Em 25/07/2017, a 12ª Câmara Cível do TJRJ não conheceu da Apelação interposta pelos Sindicatos não transadores, por erro grosseiro quanto ao recurso manejado, que deveria ter sido Agravo de Instrumento, e por ausência de interesse recursal. O acórdão foi publicado no dia 28/07/2017, tendo transitado em julgado em 18/08/2017, ocasião em que os termos do acordo judicial passaram a ser definitivos.

O processo continuará em relação aos Sindicatos que não participaram do acordo no que se refere a todos os pedidos da petição inicial. Por sua vez, em relação aos Sindicatos transadores, o processo continuará em relação aos pedidos que não foram objeto do acordo.

Em janeiro de 2022, após novas razões finais das partes, os autos foram encaminhados para o Ministério Público, o qual opinou pela procedência parcial da ação, acolhendo-se apenas o pedido de *“Impactos atuariais e financeiros das aposentadorias incentivadas”*. Posteriormente, foram juntados pareceres jurídicos pela Petrobras e por parte dos Autores. Houve nova manifestação das partes, em decorrência de requerimento do Ministério Público. Após tais manifestações, o feito foi novamente remetido ao Ministério Público.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Homologação de transação entre as partes, julgando extinto o processo com relação aos itens 1 (Pré 70), 2 (geração futura), 8 (cálculo das pensões) e 10 (custo de oportunidade referente a esses itens), relativamente às partes transadoras.
h. Estágio do processo	Processo remetido ao Ministério Público Estadual para emissão de parecer.
i. Chance de perda	R\$ 15.177.440.683,43 (Remota) e R\$ 12.453.556.425,91 (Possível)
j. Motivo pelo qual o	Critério econômico-financeiro e possibilidade de dano reputacional ou de

processo é considerado relevante imagem.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo Eventual perda do processo poderá gerar (i) um prejuízo financeiro relevante para a Companhia e (ii) impacto à imagem da Companhia. No que diz respeito ao impacto financeiro, a Companhia informa que, o valor constante da letra “e” foi estimado considerando valores apresentados pelo perito do juízo em relação a pedidos que não foram objeto do acordo.

Processo nº 0385760-74.2016.8.19.0001	
a. Juízo	22ª Vara Cível da Comarca do Rio de Janeiro
b. Instância	1ª instância - Tribunal de Justiça do estado do Rio de Janeiro
c. Data de instauração	08/11/2016
d. Partes do Processo	Autores: Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Destilação e Refinação de Petróleo de São José dos Campos; Sindicato Unificado dos Trabalhadores Petroleiros, Petroquímicos, Químicos e Plásticos nos estados de Alagoas e Sergipe; Sindicato dos Trabalhadores das Empresas Próprias e Contratadas na Indústria e no Transporte de Petróleo, Gás, Matérias-Primas, Derivados, Petroquímica e Afins, Energias de Biomassas e Outras Renováveis e Combustíveis Alternativos no estado do Rio de Janeiro; Sindicato dos Trabalhadores das Empresas Próprias e Contratadas na Indústria de Exploração, Produção e Refino do Petróleo e seus Derivados no Transporte, Transferência e Estocagem do Petróleo e seus Derivados na Indústria de Gás, Petroquímica e Afins, nas Indústrias de Energias de Biomassas e Energias Renováveis e na Indústria De Combustíveis Alternativos nos estados do Pará, Amazonas, Maranhão, Amapá e nos demais estados da Amazônia e Sindipetro dos Petroleiros do Litoral Paulista. Réus: Petrobras, Petrobras Distribuidora S.A. ("Petrobras Distribuidora") e Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social ("Petros")
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Condenação da Petrobras e Petrobras Distribuidora a efetuarem aportes financeiros no Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), correspondente aos compromissos assumidos pelo PPSP em decorrência das condenações judiciais e acordos administrativos e judiciais, oriundos da extensão dos reajustes dos níveis respectivos aos anos de 2004, 2005 e 2006 aos assistidos do plano PPSP. Em 23 de janeiro de 2019, o juiz proferiu sentença julgando extinta a ação, sem resolução de mérito, ante a ilegitimidade ativa dos autores. Em face dessa sentença os autores apresentaram recurso de Embargos de Declaração. O juiz em primeiro grau manteve a sentença e, em face da mesma, os autores apresentaram recurso de Apelação, a qual a Petrobras impugnou. O relator da Apelação negou provimento ao recurso, monocraticamente, mantendo os termos da sentença que concluiu pela ilegitimidade ativa dos Sindicatos para ajuizar a presente ação. Em face dessa decisão foram interpostos agravos internos, os quais foram contrarrazoados pela Petrobras. Foram julgados os recursos dos Sindicatos, os quais não tiveram o condão de alterar as conclusões anteriores. Os Sindicatos ofertaram Recursos às

	instâncias extraordinárias (STF e STJ). STJ negou provimento ao agravo em recurso especial interposto pelo Sindicato contra decisão que havia reconhecido sua ilegitimidade, e o Agravo Interno interposto pelos Sindicatos não foi conhecido por tal Corte. Em agosto de 2023, os autos foram remetidos ao STF, para julgamento do Agravo em Recurso Extraordinário, ao qual foi negado seguimento pelo Min. Relator. Os sindicatos interpuseram novo recurso (Agravo Interno), ao qual foi negado provimento.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há. Sentença de extinção da ação, sem resolução de mérito, ante a ilegitimidade ativa dos autores, que foi confirmada pela 2ª instância e pelos Tribunais Superiores.
h. Estágio do processo	Processo encerrado.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro e possibilidade de dano reputacional ou de imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) um prejuízo financeiro relevante para a Companhia e (ii) impacto à imagem da Companhia.

4.4.0.1.8

Processo nº 1002728-84.2018.4.01.3400	
a. Juízo	1ª Vara Federal de Brasília.
b. Instância	1ª instância - SJDF - 1ª Região
c. Data de instauração	07/02/2018
d. Partes do Processo	Autor: Associação de Mantenedores Beneficiários da Petros -AMBEP Réus: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras; Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social ("Petros"); Petrobras Distribuidora S.A. ("Petrobras Distribuidora"); Caixa Econômica Federal; Sete Brasil Participações S.A; Wagner Pineiro de Oliveira; Luis Carlos Fernandes Afonso; Neton Carneiro da Cunha; Carlos Fernando Costa; Maurício França Rubem; Fundo de Investimento em Participações Sondas - FIP SONDAS
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 35.358.460.007,61
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de ação civil pública movida pela AMBEP, visando tutela provisória de urgência para suspensão do plano de equacionamento de déficit, e, ao final, a condenação da Petrobras e da Petrobras Distribuidora a promover a recomposição da parcela do déficit que seria devida pelos participantes, além da condenação dos demais réus a indenizarem os danos causados ao fundo de previdência, na medida de suas respectivas responsabilidades. O juízo de primeiro grau indeferiu a medida cautelar de suspensão do equacionamento, em decisão contra a qual a AMBEP interpôs

Agravo de Instrumento, que se encontra pendente de apreciação pelo TRF da 1ª Região. Na origem, a Cia. apresentou defesa em 13/07/2021.

Em 07/12/2022, foi proferida sentença onde foi declarada a incompetência da 4ª Vara Federal Cível de Brasília para processamento e julgamento do feito, e determinando a remessa dos autos a umas das Varas Federais da Seção Judiciária do Rio de Janeiro.

Houve interposição de embargos de declaração, os quais foram providos a fim de que se mantenha o processamento da ação na 4ª Vara Federal de Brasília. O juízo da 4ª Vara Federal se declarou suspeito para julgar a ação, razão pela qual o processo foi redistribuído para a 1ª Vara Federal.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há.
h. Estágio do processo	Conclusos ao juiz para impulsionamento do processo para a fase instrutória.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item acima.

4.4.0.1.9

Processo nº 0471514-18.2015.8.19.0001 (apenso ao processo 0424824-28.2015.8.19.0001)

a. Juízo	20ª Vara Cível - RJ
b. Instância	1ª Instância TJ/RJ
c. Data de instauração	26/11/2015
d. Partes do Processo	Autor: Consórcio QGIT Réu: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.635.421.022,82 (contingência passiva) R\$ 1.346.862.778,36 (contingência ativa)
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de ação movida pelo Consórcio objetivando a anulação das multas que lhe foram impostas pela Petrobras, em razão do descumprimento de inúmeras obrigações contratuais na construção da Unidade de Processamento de Gás no Comperj. Reivindica também a revisão do contrato por suposto desequilíbrio econômico-financeiro, em razão de onerosidade excessiva. Após o oferecimento de contestação e reconvenção, o processo foi saneado e deferida a produção de prova pericial de engenharia e contábil.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há.
h. Estágio do processo	Em fase de produção de prova pericial.
i. Chance de perda	Remota (contingência passiva) e chance de ganho possível para a contingência ativa
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderia vir a gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.1.10

Processo nº 0208730-81.2018.8.19.0001	
a. Juízo	4ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro -RJ
b. Instância	1ª Instância - TJ/RJ
c. Data de instauração	31/08/2018
d. Partes do Processo	Autor: Paragon Offshore (Nederland) B.V Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 3.097.520.392,13
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de ação indenizatória ajuizada por Paragon Offshore (Nederland) B.V, através da qual, em resumo, a autora alega que firmou com a Petrobras contrato de afretamento de dois navios sonda (Noble Leo Segerius - NS17 e DPDS3/Noble Roger Eason - NS15) em 2001 e 2004, para a exploração de poços de petróleo em alto mar e que num Memorando de Entendimentos (MOU) foi estabelecida a extensão do prazo de cada contrato, e que tal extensão visou permitir que a autora realizasse a modernização dos equipamentos, viabilizando a continuidade das operações das sondas com a redução das paradas dos navios para manutenção. Alega que as partes estabeleceram no MOU que no prazo adicional não estava incluído o tempo de parada das operações para a realização do <i>upgrade</i> das sondas, estando o contrato suspenso por este período e que a referida suspensão foi ratificada quando da assinatura dos respectivos aditivos contratuais. Afirma que apesar de constar expressamente nos aditivos que "não estão incluídos neste prazo o período de parada para <i>upgrade</i> de confiabilidade e redundância, estimado em 150 dias" a Petrobras teria incluído dentro do prazo contratual o período de parada que excedeu os 150 dias estimados nas referidas cláusulas, alegando que a Petrobras teria resiliado os contratos unilateralmente, causando a autora diversos prejuízos, já que teria investido elevada soma tendo em vista todo o prazo contratual ajustado. Com base nessas alegações, objetiva a condenação da Petrobras (a) ao pagamento de indenização equivalente aos danos sofridos pela autora em decorrência da

supressão de (i) 468 dias do prazo e vigência do Contrato de Afretamento da sonda Leo Segerius e 387 dias do Contrato de Afretamento da sonda Roger Eason, conforme prescrevem os artigos 389 e 402 do CC (b) ao pagamento de indenização equivalente aos danos sofridos pela autora em decorrência da supressão de 56 dias do prazo de vigência do Contrato de Afretamento da Sonda Leo Segerius, conforme prescrevem os artigos 389 e 402 do CC; (c) ao pagamento dos ônus de sucumbência, estabelecendo os honorários advocatícios em 20% sobre o valor da condenação.

Após alegações finais de ambas as partes, o juiz proferiu sentença.

Em face da sentença que lhe foi desfavorável, a autora apresentou embargos de declaração.

Os embargos de declaração da autora foram julgados improcedentes, o que motivou a apresentação de recurso de apelação.

Distribuída a apelação, em fevereiro de 2022, deu-se início ao julgamento do recurso, com o resultado parcial de 2 x 1 em favor da Companhia. A continuidade do julgamento ocorreu em 30/03/2022, finalizando-se o julgamento com 3 votos X 2 votos pela reforma da sentença, com condenação da Petrobras.

Houve a interposição de Recurso Especial e Recurso Extraordinário, com requerimento de concessão de efeito suspensivo. Deferido o efeito suspensivo e admitidos os recursos excepcionais. Autos encaminhados ao STJ e distribuídos ao Ministro Relator.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas

A Sentença julgou improcedentes os pedidos formulados pela autora, condenando-a ao pagamento de custas e honorários advocatícios.

O acórdão reformou a sentença e julgou procedentes os pedidos formulados pela autora, condenando a Petrobras ao pagamento de indenização por danos materiais, a ser convertida pelo câmbio vigente na data do efetivo pagamento e acrescida de juros legais, a contar da citação (arts. 389, 402 e 405, CC), bem assim ao pagamento das custas e honorários advocatícios.

Para tanto, arbitrou a supressão de 524 dias de vigência do contrato de afretamento do navio-sonda Leo Segerius (468 dias da docagem, mais 56 dias da cláusula *well in progress*), e 387 dias de vigência do contrato de afretamento da sonda Roger Eason. Considerados os valores das diárias, acrescidas dos bônus de performance de 15%, com as deduções admitidas na decisão, se pronunciou no sentido de que o dano material perfaria o total de US\$ 275.491.453,00 (duzentos e setenta e cinco milhões, quatrocentos e noventa e um mil, quatrocentos e cinquenta e três dólares).

h. Estágio do processo

Aguardando o julgamento de recursos pelo STJ e STF.

i. Chance de perda

R\$ 2.935.949.696,41 (Possível) e R\$ 161.570.695,72 (Provável)

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante

Critério econômico-financeiro

k. Análise do impacto em caso de

Eventual perda do processo poderia vir a gerar um prejuízo financeiro

perda do processo

relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.1.11

Processo nº 0800366-79.2016.4.05.8500	
a. Juízo	1ª Vara Federal da Subseção Judiciária de Aracaju/SE
b. Instância	STF
c. Data de Instauração	30 de janeiro de 2016 (PJE)
d. Partes do Processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Petrobras, ANP, Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda., Nova Petróleo S/A, Queiroz Galvão Exploração e Produção S/A. A ação em referência tem por objeto: - A suspensão dos efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações realizadas pela ANP, que ofereceu a exploração de gás folhelho (gás xisto), na modalidade “<i>fracking</i>” (faturamento hidráulico), na Bacia Sergipe-Alagoas, nos setores terrestres SSEAL-T4 e SSEAL-T5 (em Sergipe) e SSEAL-T2 e SSEAL-T3 (em Alagoas), uma vez que alegadamente constatados riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional, enquanto não houver a realização de estudos técnicos científicos que demonstrem a viabilidade do uso da técnica em solo ou mar brasileiro, em especial, na bacia sedimentar Sergipe-Alagoas;
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	- A nulidade da 12ª rodada de licitações promovida pela ANP, em relação à disponibilização dos blocos SSEAL-T4 e SSEAL-T5 (em Sergipe) e SSEAL-T2 e SSEAL-T3 (em Alagoas) e dos Contratos de Concessão destinados à exploração do gás de folhelho com o uso da técnica fraturamento hidráulico, com efeitos <i>ex tunc</i>, desfazendo todos os vínculos entre as partes e obrigando-as à reposição das coisas ao <i>status quo ante</i>. - Que a ANP não assine novo contrato de concessão de blocos de exploração do gás de xisto na Bacia de Sergipe-Alagoas, inclusive não permitindo que a 13ª Rodada de Licitações produza efeitos no sentido de também oferecer a exploração do gás não convencional. A Companhia teria como prejuízo direto a impossibilidade de explorar os blocos licitados, o que é impossível de ser mensurado economicamente.
f. Principais fatos	Houve a concessão de tutela antecipada de forma parcial em 21/03/2016, para determinar que a Petrobras se abstenha de realizar qualquer atividade específica de perfuração, pesquisa e exploração de poços nos setores SSEAL-T4 e SSEAL-T5 (em Sergipe) e SSEAL-T2 e SSEAL-T3 (em Alagoas, dos recursos não convencionais pela técnica de fraturamento hidráulico). A decisão foi suspensa por recurso da Petrobras no TRF da 5ª Região. A sentença de 1º grau extinguiu o feito com resolução do mérito, julgando parcialmente procedente a pretensão da autora. Petrobras e ANP apresentaram Apelações cíveis. A ANP apresentou pedido de efeito

	suspensivo à Apelação, o qual foi deferido “para o fim de que seja dada continuidade à 12ª Rodada de Licitações”. O TRF5 proferiu acórdão favorável à Petrobras, porém contendo erro material. ANP e Petrobras apresentaram Embargos de Declaração para correção do erro material. O TRF5, em julgamento dos aclaratórios, conferiu provimento, para declarar que a pretensão autoral é improcedente. Na sequência, foi interposto Recurso Extraordinário pelo MPF, o qual foi contrarrazoado pela Petrobras e pela ANP. O Recurso Extraordinário do MPF foi inadmitido, o que ensejou recurso de Agravo pelo Parquet, também contrarrazoado pela Petrobras e ANP. Após emissão de parecer pela Procuradoria-Geral da República, os autos (ARE 1364137) foram conclusos ao Ministro Relator.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	A Sentença julgou a pretensão autoral parcialmente procedente. O Acórdão reformou a sentença e julgou a pretensão autoral improcedente.
h. Estágio do processo	Pendente julgamento de recurso pelo STF.
i. Chance de Perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro e possibilidade de dano reputacional ou de imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, uma vez que a Petrobras restará impedida de explorar os blocos licitados, (ii) impacto à imagem da Companhia e (iii) prejuízos financeiros decorrentes dos valores adimplidos a título de bônus de assinatura, de taxas de participação e de retenção da área, e de garantias financeiras em decorrência dos compromissos assumidos no Programa Exploratório Mínimo, competindo à Companhia o ajuizamento de ação autônoma para ressarcimento das perdas e danos, se em eventual decisão de mérito este efeito não for previsto.

4.4.0.1.12

Processo nº 0001849-35.2015.4.01.3001	
a. Juízo	1ª Vara Federal da Subseção Judiciária de Cruzeiro do Sul/AC
b. Instância	2ª instância
c. Data de Instauração	19 de outubro de 2015
d. Partes do Processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Petrobras, ANP, União Federal e IBAMA.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	A ação em referência tem por objeto, em resumo: - A declaração de nulidade do edital de licitações para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, no que tange à oferta de todos os blocos exploratórios oferecidos pela ANP e situados na Bacia Sedimentar do Acre;

f. Principais fatos	- A declaração de nulidade do contrato AC-T-8_R12 n. 48610.000119/2014-34, celebrado entre a ANP e a Petrobras, bem como qualquer ato dele decorrente;
	- A condenação da União Federal, ANP e Petrobras ao pagamento de indenização referente aos danos morais coletivos impingidos às comunidades tradicionais locais.
	A Companhia teria como prejuízo direto a impossibilidade de explorar os blocos licitados, o que é impossível de ser mensurado economicamente.
	Foi deferida antecipação de tutela para proibir qualquer atividade no bloco. Foi oferecida contestação. Após a fase instrutória, em 24/01/2020, foi proferida sentença julgando extinto o feito sem resolução do mérito, conservando os efeitos da tutela de urgência até ulterior manifestação do Des. Federal Relator. O MPF recorreu da decisão e a ANP comunicou a extinção do Contrato de Concessão n°. 48610.000119/2014-34.
	g. Resumo das decisões de mérito proferidas
	Ainda não há. Sentença julgou extinto o feito sem resolução do mérito.
h. Estágio do processo	Pendente julgamento de recurso pelo TRF da 1ª Região.
i. Chance de Perda	Remota.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério relativo à possibilidade de dano reputacional ou de imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) impacto à imagem da Companhia e (ii) indenização por danos morais coletivo, requeridos pelo Ministério Público Federal.

4.4.0.1.13

Processo nº 0030652-38.2014.4.01.3300	
a. Juízo	13ª VARA DA SEÇÃO JUDICIÁRIA DE SALVADOR/ BAHIA
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	19/08/2014
d. Partes do Processo	Autor: Ministério Público Federal. Réus: Petrobras, ANP, Alvo Petro S/A Extração de Petróleo e Gás Natural, Cowan Petróleo e Gás S.A, GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., Ouro Petro Óleo e Gás S.A., Trayectoria Petróleo e Gás do Brasil Ltda.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	A ação em referência tem por objeto a nulidade da 12ª Rodada de Licitações da ANP, em relação aos blocos da bacia do Recôncavo (Setores SREC-T2 e SREC-T4). A Companhia teria como prejuízo direto a impossibilidade de explorar os blocos licitados, o que é impossível de ser mensurado economicamente, bem como a perda dos valores já pagos a título de bônus de assinatura, de taxas de participação e de retenção da área e de garantias financeiras em decorrência dos compromissos

	assumidos no Programa Exploratório Mínimo (PEM), cujo ressarcimento demandará o ajuizamento de ação autônoma/ou instauração de arbitragem, caso contrato de concessão da ANP traga essa previsão.
f. Principais fatos	O autor afirma que não foram realizados estudos prévios pela ANP para viabilizar a técnica de fraturamento hidráulico (“<i>fracking</i>”) na perfuração e exploração de recursos não convencionais. Houve a concessão de tutela antecipada para determinar que as Rés se abstenham de realizar qualquer atividade específica de perfuração, pesquisa e exploração de poços no setor dos recursos não convencionais pela técnica de fraturamento hidráulico (“<i>fracking</i>”). A Petrobras apresentou contestação em 17 de dezembro de 2015. Contra a decisão liminar proferida, foi interposto agravo de instrumento requerendo a liberação da exploração, caso assim não entendesse o Tribunal, que se determinasse a devolução dos valores já investidos no tocante à necessidade de se atingir o Objetivo Estratigráfico Mínimo previsto no PEM, visto que diretamente ligado à exploração de gás de folhelho. A questão atinente aos valores investidos, o Jurídico destacou internamente que o meio processual adequado é a propositura de ação própria contra a ANP ou a instauração de arbitragem, consoante previsto no contrato de concessão. Em dezembro de 2024 foi proferida sentença julgando procedentes os pedidos constantes da inicial.
g. Resumo das decisões	Sentença julgando procedentes os pedidos constantes da inicial, para tornar nulos os efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações promovida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e dos contratos dela decorrentes no que tange à disponibilização dos blocos da Bacia do Recôncavo para a exploração de gás de xisto por meio de fraturamento hidráulico (Setores SREGT2 e SREGT4), por ausência de regulamentação prévia do CONAMA; condenar a AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP na obrigação de não fazer referente a não realização de procedimentos licitatórios e de não celebrar concessão de área da Bacia do Recôncavo, de prévia regulamentação do CONAMA e de Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares - AAAS, especificamente no que tange à técnica de faturamento hidráulico para extração de xisto, escudando-se, sempre, nas suas movimentações, pelo princípio da precaução.
h. Estágio do processo	Sentença
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro e possibilidade de dano reputacional ou de imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, uma vez que a nulidade da 12ª Rodada de Licitação da ANP em relação aos blocos da bacia do Recôncavo ocasionaria a impossibilidade de exploração dos blocos licitados, (ii)

impacto à imagem da Companhia, e (iii) prejuízos financeiros decorrentes dos valores adimplidos a título de bônus de assinatura, de taxas de participação e de retenção da área e de garantias financeiras em decorrência dos compromissos assumidos no PEM, competindo à Companhia o ajuizamento de ação autônoma para ressarcimento das perdas e danos ou instauração de arbitragem, caso o contrato de concessão tenha essa previsão.

Considerando que os contratos sobre exploração do bloco já haviam sido resilidos, a sentença desfavorável não causa impactos.

4.4.0.1.14

Processo nº 1021885-80.2015.8.26.0114	
a. Juízo	6ª Vara Cível de Campinas-SP
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	28/09/2015
d. Partes do Processo	Autor: Galvão Engenharia S.A. Réus: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.998.732.237,61
f. Principais fatos	Galvão pleiteia ressarcimento por supostos custos adicionais incorridos na execução do contrato, alega que já teriam sido, em parte, reconhecidos pela Companhia. Fundamenta o pedido na necessidade de reequilíbrio econômico-financeiro e impossibilidade de enriquecimento sem causa.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença proferida julgando "parcialmente procedente o pedido para condenar a ré ao pagamento em favor da autora da diferença entre o valor que já desembolsou por força do contrato nº 0800.0062504.10.02 e o preço efetivo (de custo, sem margem de lucro) da obra realizada e nele prevista. Os valores serão atualizados monetariamente e sobre eles incidirão juros, desde a citação, mediante o emprego dos índices contratualmente previstos, se houver, ou legais, na ausência.
h. Estágio do processo	Sentença publicada. Fase recursal.
i. Chance de perda	R\$ 1.882.006.274,92 (Possível) e R\$ 116.725.962,69 (Remota).
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda integral do processo poderia vir a gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item "e" acima

4.4.0.1.15

Processo nº 5000592-80.2017.8.21.0008	
a. Juízo	2ª Vara Cível de Canoas-RS
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	13/11/2015
d. Partes do Processo	Autor: UTC Engenharia S.A. Réus: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.828.349.891,51
f. Principais fatos	Contratos para construção e montagem de HDT Refap, On-site e Off-site. UTC pleiteia ressarcimento de valores supostamente reconhecidos pela PETROBRAS, de acordo com sistemática adotada em aditivos no decorrer da relação contratual.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito.
h. Estágio do processo	Ação judicial em fase de produção de prova pericial.
i. Chance de perda	Remota.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda integral do processo poderia vir a gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima

4.4.0.1.16

Processo nº 0015876-65.2015.8.19.0001 e nº 0191855-41.2015.8.19.0001	
a. Juízo	38ª Vara Cível da Capital do Rio de Janeiro
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	02/02/2015
d. Partes do Processo	Autor: Consórcio UFN3, Galvão Engenharia S.A. e Sinopec Engenharia Réu: Petróleo Brasileiro s.a. - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.612.598.786,27 (Contingência Passiva) R\$ 6.004.185.196,97 (Contingência Ativa)

f. Principais fatos	O Consorcio Autor (CONSÓRCIO UFN III, integrado por GALVÃO e SINOPEC) requer, dentre outros, a invalidade da rescisão, inexigibilidade das multas aplicadas, e apuração de valores decorrentes de desequilíbrio econômico-financeiro. A Petrobras, por sua vez, no processo 0191855-41.2015.8.19.0001, cobra valores decorrentes de multas e adiantamentos sem a devida contraprestação, além de outras parcelas.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito.
h. Estágio do processo	Alegações finais apresentadas pelas Partes. Aguarda-se julgamento.
i. Chance de perda	Possível (contingência passiva) e chance de ganho possível para a contingência ativa.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda integral do processo poderia vir a gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima

4.4.0.1.17

Processo nº 0200312-74.2018.8.04.0001	
a. Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Manaus/AM
b. Instância	1ª instancia
c. Data de Instauração	9 de janeiro de 2018
d. Partes do Processo	Autor: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras Réu: Companhia de Gás do Amazonas - CIGÁS, Amazonas Distribuidora de Energia S/A, Centrais Elétricas S/A - ELETROBRAS, Banco do Brasil S/A e Estado do Amazonas
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.569.276.975,15 (contingência ativa)
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se da fase processual de Cumprimento de Sentença instaurado pela Petrobras no almejo de levantar quantia depositada nos autos do processo 0616259-11.2015.8.04.0001, movido pela CIGAS em face da PETROBRAS, Amazonas Energia, Eletrobras e Banco do Brasil. Alega a CIGAS que os valores depositados na conta pela AMAZONAS ENERGIA deveriam servir para pagar o PIS/COFINS incidente sobre as receitas decorrente do contrato de fornecimento de gás no Amazonas firmado pelas partes. Processo principal ainda aguarda decisão de Recurso Especial e Extraordinário.

	A controvérsia relativa ao foro de eleição do contrato (Brasília) e a consequente remessa dos autos para Brasília foi julgado procedente, porém, ainda pendente de cumprimento em razão dos recursos propostos pela CIGAS no Superior Tribunal de Justiça. As execuções da Petrobras e da CIGAS estão suspensas por ordem do STJ no âmbito da Reclamação nº 40614/AM, movida pela Petrobras para fins de ser dado cumprimento a decisão relativa ao foro competente para julgamento do processo principal. A Reclamação nº 40614 - AM foi julgada, tendo reconhecido a validade da cláusula de eleição de foro e determinando o envio imediato dos processos ao TJDFT. Já foram remetidas as execuções provisórias que tramitavam no Amazonas. Pendente apenas o processo principal, que tramita perante o STJ.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há.
h. Estágio do processo	Foram remetidas as execuções provisórias que tramitavam no Amazonas. Pendente apenas o processo principal, que tramita perante o STJ.
i. Chance de Ganho	R\$ 895.032.182,99 (Provável) e R\$ 674.244.792,16 (Remoto).
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no processo.

4.4.0.1.18

Processo nº 0026605-07.2003.4.01.3300	
a. Juízo	6ª Vara Federal da Subseção Judiciária de Salvador/BA
b. Instância	2ª Instância - TRF 1ª Região
c. Data de instauração	14/08/2002
d. Partes do Processo	Autor: Município de Araçás Réu: Petrobras, ANP e União Federal.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.324.231.110,81
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> O Município de Araçás cobra dívida de royalties da exploração de petróleo e gás naquele município entre janeiro de 1990 a junho de 2002, porque, segundo a autora da ação, o que lhe foi pago estava aquém do que era devido, e a Companhia não considerou a totalidade dos 295 poços existentes naquela comuna. Segundo o Município de Araçás, os pagamentos realizados pela Petrobras não contemplaram os 295 poços que existiam nos limites municipais, mas tão-somente 181, visto que considerou que 114 estariam em outro Município. O pedido consiste em

pagamento dos royalties da exploração de petróleo e gás naquele município entre janeiro de 1990 a junho de 2002. São partes: Município de Araçás, Petrobras, ANP e União Federal.

A sentença extinguiu o processo sem examinar o mérito. O Município de Araçás apelou para o Tribunal Federal de 1ª Região da sentença que extinguiu a causa sem julgar o mérito. O Tribunal Federal da 1ª Região proferiu acórdão na apelação para reformar a sentença extintiva e julgar improcedente a ação do Município de Araçás. Uma vez que o acórdão julgou improcedente a ação, o Município de Araçás opôs embargos de declaração, pendente de julgamento pelo TRF1. Em 14/07/2020, o processo foi migrado para o sistema PJE e, desde então, não houve movimentação processual relevante. Petrobras protocolou petição juntando o acórdão na ADI 4.606/BA, declarando inconstitucionais normas estaduais (Lei Estadual 10.850/2007 e Decreto Estadual 11.736/2009) que autorizavam o Estado e Municípios a fiscalizarem, arrecadarem e controlarem as participações governamentais incidentes sobre a exploração em seus territórios.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de 2ª instância julgou improcedente o pedido do Município de Araçás.
h. Estágio do processo	Aguardando julgamento de embargos de declaração pelo TRF da 1ª Região.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo, conforme descrito no item “e” acima

4.4.0.1.19

Processo nº 0800980-79.2019.4.05.8500 (antigo 0000281-93.2019.8.25.0041)

a. Juízo	2ª Vara Federal de Sergipe (antes processado na 1ª Vara Cível e Criminal de Laranjeiras/SE)
b. Instância	1ª instância
c. Data de Instauração	02 de fevereiro de 2019
d. Partes do Processo	Autor: Estado de Sergipe Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	A ação em referência tem por objeto: obstar o processo de suspensão temporária das atividades (“hibernação”) da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados de Sergipe - FAFEN/SE.
f. Principais fatos	<u>Fase Processual</u> : - 05/02/2019 - decisão reconhecendo não haver comprovação da existência de perigo apta a conceder a liminar. AGU pede para intervir no feito sob a condição de assistente simples - Processo

	201973000209 - 07/02/2019 - Petição do estado de Sergipe - fato notório e indícios de dano ambiental (odor de amônia); -22/02/2019 - decisão remetendo para a Justiça Federal com a máxima urgência; - 07/03/2019 - processo Distribuído para a 2ª Vara Federal de Sergipe; - 25/07/2019 - revogada a liminar concedida ao estado de Sergipe, permitindo a hibernação da FAFEN-SE, havendo apenas a necessidade de comprovação do cumprimento das condicionantes ambientais. - 03/11/2020 - Foi exarada Sentença de 1º grau, totalmente favorável à PETROBRAS, julgando improcedentes os pedidos formulados pelo Estado de Sergipe. O Estado, então, interpôs apelação, a qual foi contrarrazoada pela Companhia. O Tribunal julgou a apelação do Estado de Sergipe, tendo sido exarado acórdão que, por unanimidade, negou provimento ao recurso. A decisão transitou em julgado e o processo está em fase de cumprimento de sentença. - 07/12/2024 - Foi proferida decisão reconhecendo que o estado cumpriu devidamente a sentença, depositando os honorários advocatícios devidos, tendo sido, portanto, o processo extinto.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Tanto a sentença, como o acórdão julgaram improcedentes os pedidos suspensão e/ou desfazimento da hibernação do ativo
h. estágio do processo	O processo está em fase de cumprimento de sentença, transitada em julgado, favorável à PETROBRAS.
i. Chance de Perda	Remota
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro e possibilidade de dano reputacional/de imagem.
j. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) suspensão e/ou desfazimento da hibernação do ativo, (ii) impacto à imagem da Companhia e (iii) prejuízos financeiros decorrentes do cancelamento do projeto.

4.4.0.1.20

Processo nº 0153361-64.2002.8.19.0001	
a. Juízo	Justiça Comum Estadual
b. Instância	TJ/RJ
c. Data de instauração	2002
d. Partes do Processo	Autor: Braspetro Oil Services Company Réu: Marítima Ovserseas Inc, Marítima Petroleo e Engenharia Ltda, Marítima Overseas Inc e Modec Serviços de Petróleo do Brasil Ltda Reconvinte: Marítima Petroleo e Engenharia Ltda Reconvindo: Braspetro Oil Services Company
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.465.132.993,97 (contingência ativa) R\$ 610.180.295,18 (contingência passiva)

f. Principais fatos

Objeto: Trata-se de ação objetivando o reembolso das quantias pagas aos subcontratados e “vendors”, através das “side letter”, totalizando o montante original de US\$ 42.465.429,13. Em síntese, a Brasoil celebrou com o consórcio integrado pelas rés um contrato de execução de serviços sob o regime de empreitada por preço global, para a conversão do navio V.L.C.C “STENA CONTINENT” em uma unidade flutuante de produção, tratamento, armazenamento e escoamento, tipo F.P.S.O, dotado de sistema “turret”, no valor total de US\$ 288,888,000.00, sendo certo que a unidade veio a ser entregue com atraso, gerando custos adicionais importantes. Citadas, as rés reconviram objetivando o recebimento de valores a título de perdas e danos. Sentença em primeiro grau de improcedência dos pedidos da Brasoil e de procedência da reconvenção das requeridas. Apelação parcialmente favorável à Brasoil, condenando apenas a Maritima Overseas INC a ressarcir os valores pagos a terceiros com base nas “side letters”, à exceção das destacadas no laudo pericial contábil. As demais rés foram excluídas do feito. Ainda em sede de apelação, a reconvenção foi julgada improcedente. Recurso Especial apresentado por ambas as partes. Contrarrazões ao REsp apresentada em 05/03/2018. O Recurso Especial da Brasoil foi admitido e os Recursos Especiais da Marítima e Outros foram igualmente admitidos. No STJ, o recurso da Marítima foi provido para que seus embargos declaratórios fossem apreciados de forma fundamentada. Prejudicados os demais recursos. Autos encaminhados ao TJ/RJ para novo julgamento dos embargos de declaração. Em 2023 o TJ-RJ efetuou novo julgamento dos Embargos de Declaração, que, uma vez publicados, ensejaram a interposição de novos Recursos Especiais - atualmente pendentes do exercício de juízo de admissibilidade pela 3ª Vice-Presidência do Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro a fim de remetê-los ao Superior Tribunal de Justiça.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas

Sentença em primeiro grau de improcedência dos pedidos da Brasoil e de procedência da reconvenção das requeridas. Apelação parcialmente favorável à Brasoil, condenando apenas a Maritima Overseas INC a ressarcir os valores pagos a terceiros com base nas “side letters”, à exceção das destacadas no laudo pericial contábil. As demais rés foram excluídas do feito. Ainda em sede de apelação, a reconvenção foi julgada improcedente.

h. Estágio do processo

Novos Recursos Especiais de ambas as partes, os quais foram inadmitidos. Após a interposição dos recursos de Agravo em REsp, processos remetidos ao Superior Tribunal de Justiça.

i. Chance de perda

Possível (contingência passiva) e chance de ganho possível para a contingência ativa.

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante

Critério econômico-financeiro

k. Análise do impacto em caso de perda do processo

Em caso de perda, além de não receber os valores devidos, a Brasoil ainda poderá ser condenada, na reconvenção, a pagar os valores devidos a título de perdas e danos, valores esses ainda sujeitos à liquidação.

a. Juízo	Corte de Apelações de Haia
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	23/01/2017
d. Partes do Processo	Autor: Stichting Petrobras Compensation Foundation. Réus: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, suas subsidiárias Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV) e Petrobras Global Finance B.V. (PGF), além da Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	A Ação Coletiva busca a declaração de que atos ilícitos foram cometidos pelos réus relacionados a fatos desvendados pela Operação Lava Jato.
f. Principais fatos	Em 23 de janeiro de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Rotterdam, contra a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras. A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava-Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores. Com base nessas alegações, a Fundação busca uma série de declarações judiciais por parte do tribunal holandês. Em 26 de maio de 2021, após decisões intermediárias anteriores em que a Corte entendeu que possui jurisdição para julgar a maioria dos sete pedidos formulados pela Fundação, a Corte decidiu que a ação coletiva deve prosseguir e que a cláusula de arbitragem do Estatuto Social da Petrobras não impede que acionistas da Companhia tenham acesso ao Poder Judiciário holandês e tenham seus interesses representados pela Fundação. No entanto, estão excluídos do escopo da ação os investidores que já tenham iniciado arbitragem contra a Petrobras ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem. Em 2021 e 2022, as partes apresentaram suas alegações e defesas por escrito em relação ao mérito da ação. A Corte marcou audiências para alegações orais, que ocorreram nos dias 17 e 24 de janeiro de 2023. Em 26 de julho de 2023, a Corte emitiu decisão intermediária de mérito, determinando a produção de prova, em relação à qual as partes se manifestariam antes da publicação da sentença de mérito, que é recorrível. Além disso, a Corte adiantou os seguintes entendimentos, que foram posteriormente reiterados na sentença de mérito: i) rejeitou os pedidos formulados contra PIB BV, PO&G e determinados ex-gestores da Petrobras; ii) declarou que a Petrobras e a PGF atuaram ilegalmente em relação aos seus investidores, embora não se considerasse suficientemente informada sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e de Luxemburgo para decidir definitivamente sobre o mérito da ação; e iii) os alegados direitos sob a legislação espanhola estão prescritos. Em 30 de outubro de 2024, a Corte proferiu sentença em que acolheu

amplamente os argumentos da Petrobras com relação aos pedidos apresentados em favor dos acionistas da Companhia e considerou que:

1. De acordo com a legislação brasileira, todos os danos alegados pela Fundação se qualificam como indiretos e não são passíveis de ressarcimento.

2. 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 rejeitou as alegações da Fundação de acordo com as leis brasileira e argentina, o que resulta na rejeição de todos os pedidos formulados em favor de acionistas.

Com relação a determinados detentores de bonds, a Corte 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 confirmou os seguintes pontos da decisão divulgada ao mercado em 26 de julho de 2023:

1. Rejeição das alegações contra a Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), a Prime Oil & Gas BV (POG BV) e os ex-Presidentes da Petrobras, Maria das Graças Silva Foster e José Sérgio Gabrielli de Azevedo.

2. Prescrição de pedidos formulados de acordo com a legislação espanhola.

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

Mesmo em relação a detentores de bonds, a Fundação não pode pedir indenização no âmbito da ação coletiva, o que dependerá não apenas de um resultado 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 a quantificação de eventuais danos, que deverão ser provados. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores mencionadas anteriormente.

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 Apelações 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 Petrobras, 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 caso a ação coletiva seja julgada favoravelmente aos interesses dos investidores.

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam o valor e a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras reitera sua condição de vítima do esquema de corrupção revelado pela Operação Lava-Jato e pretende apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

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

g. Resumo das decisões de mérito proferidas

Em 26 de julho de 2023, a Corte Distrital de Rotterdam emitiu decisão intermediária de mérito em que determinou produção de prova e adiantou os seguintes entendimentos, posteriormente reiterados na sentença de mérito: i) rejeição dos pedidos formulados contra PIB BV, PO&G e determinados ex-gestores da Petrobras; ii) declaração de que a Petrobras e a PGF atuaram ilegalmente em relação aos seus investidores, embora não se considerasse suficientemente informada sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e de Luxemburgo para decidir definitivamente sobre o mérito da ação; e iii) os alegados direitos sob a legislação espanhola estão prescritos. Em 30 de outubro de 2024, a Corte Distrital de Rotterdam proferiu sentença declaratória nos seguintes termos: 1. De acordo com a legislação brasileira, todos os danos alegados pela Fundação se qualificam como indiretos e não são passíveis de ressarcimento; 2. De acordo com a legislação argentina, os acionistas não podem 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; 3. Com relação a determinados detentores de bonds, a Petrobras e a PGF agiram ilegalmente sob a legislação de Luxemburgo, enquanto a PGF agiu ilegalmente no que tange à legislação holandesa; 4) Confirmou os seguintes

	pontos da decisão de 26 de julho de 2023: i) Rejeição das alegações contra PIBBV, POG BV e os ex-Presidentes da Petrobras, Maria das Graças Silva Foster e José Sérgio Gabrielli de Azevedo; ii) Prescrição de pedidos formulados de acordo com a legislação espanhola.
h. Estágio do processo	Recursos contra a sentença de mérito.
i. Chance de perda	Ainda não é possível estimar.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Reputacional/imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio.

4.4.0.1.22

Processo nº 5071542-58.2021.4.04.7000	
a. Juízo	1ª Vara Federal de Curitiba.
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	13/10/2021
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras, MPF e União. Réus: Paulo Roberto Costa, Pedro José Barusco Filho, Renato De Souza Duque, Jorge Luiz Zelada, Glauco Colepicolo Legatti, César Luiz De Godoy Pereira, José Lázaro Alves Rodrigues, Luiz Eduardo Campos Barbosa Da Silva, Sérgio Souza Boccaletti, Rogério Santos De Araújo, Marcelo Barboza Daniel e Alumini Engenharia S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.832.073.725,65
f. Principais fatos	Ação de improbidade administrativa ajuizada pela Petrobras em decorrência dos ilícitos revelados pela Operação Lava Jato. Objeto: Trata-se de demanda que pretende o ressarcimento dos prejuízos sofridos em razão do cartel e do correlato pagamento de vantagens indevidas, bem como a aplicação de sanções aos envolvidos nas irregularidades das contratações do grupo econômico da Alumini. Os pedidos são fundamentados no estudo econométrico do TCU (17% sobre a estimativa) e na devolução dos lucros e valores de propinas embutidos no preço contratual.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há sentença de mérito. Processo em fase inicial. A Petrobras apresentou petição de emenda à inicial conforme os esclarecimentos solicitados pelo Juízo notadamente em relação à especificação da conduta dos réus e às alterações promovidas pela Lei 14230/2021 no regime legal das ações de improbidade administrativa. MPF e União manifestaram interesse em integrar o polo ativo da demanda. A União apresentou ressalva tão somente em relação ao pedido de dano moral autônomo formulado pela Petrobras, enquanto o MPF corroborou com todos os pleitos da CIA. O MPF apresentou pedido de bloqueio de bens em face da Alumini. O Juízo indeferiu o pedido de bloqueio cautelar dos bens da Alumini. Determinada citação dos réus para apresentação de contestação.
h. Estágio do processo	Citações.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.23

Processo nº 5058422-79.2020.4.04.7000	
a. Juízo	5ª Vara Federal de Curitiba.
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	13/07/2020
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras e MFP. Réus: Trafigura Group, Trafigura Do Brasil, Trafigura Ag, Trafigura Pte, Farringford Foundation, Andy Summers, Aurélie Dauphin, Catherine Dauphin, Charlotte Dauphin, Guillaume Dauphin, Jorge De Oliveira Rodrigues, Jose Maria Larocca, Marcio Pinto De Magalhaes, Marcus Antonio Pacheco Alcoforado Marcus Antonio Pacheco Alcoforado, Mike Wainwright, Tim Waters, Rodrigo Garcia Berkowitz.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.680.095.836,40
f. Principais fatos	Objeto: Aplicação de penalidades e ressarcimento à Companhia dos prejuízos apurados na comercialização de petróleo no mercado externo pela empresa Trafigura.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há sentença de mérito. Petrobras ingressou na lide como litisconsorte ativa. Houve o desmembramento da ação para os estrangeiros que residem no exterior (processo n. 5076164-83.2021.4.04.7000). Declarada a incompetência do TRF4 para julgar o feito (com base na redação do art. § 4º-A do art. 17, da Lei n. 8.429/1992), determinado no envio do processo para o TRF2, MPF ingressou com RESP.
h. Estágio do processo	Suspenso.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

Processo nº 0137587-61.2020.8.19.0001	
a. Juízo	9ª Vara Federal do Rio de Janeiro
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	13/07/2020
d. Partes do Processo	Autor: WALMIR DE ALMEIDA BARRETO JÚNIOR. Petrobras é parte interessada. Réus: Construcap CCPS Engenharia e Comercio S.A., Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A., Construtora Norberto Odebrecht S.A., Construtora OAS S.A, Construtora Queiroz Galvão S.A., Engevix Engenharia e Projetos S.A., Galvão Engenharia S.A., Iesa Óleo & Gas S.A., Jaraguá Equipamentos Industriais Ltda, Mpe Montagens e Projetos Especiais S.A., Techint Engenharia e Construção S.A., Carioca Christiani Nielsen Engenharia S.A., Andrade Gutierrez Engenharia S.A, Gdk S.A., Mendes Junior Trading e Engenharia S.A, Promon S.A., Schahin Engenharia S.A., SOG Óleo e Gás Ltda, Skanska Brasil Ltda, UTC Engenharia S.A, Alumini Engenharia S.A., Fidens Engenharia S.A. e Tomé Engenharia S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$15.483.462.078,18
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de ação popular em decorrência das investigações da Operação Lava Jato, propostas por pessoa físicas em face de empreiteiras, para o ressarcimento de prejuízos à Petrobras, com base no apurado em procedimentos de Tomada de Contas pelo Tribunal de Contas da União.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Recurso de apelação do autor popular pendente de apreciação, pretendendo a apreciação do mérito da demanda. Em 14/07/2020, foi proferida sentença que indeferiu a petição inicial e julgou o feito extinto sem julgamento do mérito, pois segundo o entendimento do juízo de primeiro grau não haveria dano ao erário.
h. Estágio do processo	Apelação.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.25

Processo nº 0221759-71.2017.4.02.5101	
a. Juízo	8ª Vara Federal do Rio de Janeiro
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	12/12/2017
d. Partes do Processo	Autores: MPF. Petrobras é parte interessada. Réus: Jorge Luiz Zelada, Espólio de Paulo Roberto Buarque Carneiro, Renato de Souza Duque, Robert Zubiato, Didier Henri Keller, Anthony John Mace, SBM Holding Inc. S.A., SBM Offshore do Brasil Ltda.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 6.814.872.164,36
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Atos de improbidade cometidos no âmbito de contratos celebrado pela Petrobras com empresas do Grupo SBM que tinham como destinação o afretamento e à operação de naviosplataforma – FPSO Cidade de Anchieta (Espadarte), FPSO Brasil, FPSO Marlim Sul, FPSO Capixaba – para exploração de petróleo em águas profundas conhecidos no setor como FPSO, sigla da expressão em inglês "floating, production, storage and offloading" (flutuação, produção, armazenamento e carregamento), bem como à contratação de Monoboias da plataforma PRA-1 (2004), do Turret da P-53 (2005) e à construção da P-57 (2008-2010).
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo em fase inicial. Pendente a apresentação de algumas defesas prévias. Diante do avento da Lei 14.230, o MPF requereu a declaração incidental da inconstitucionalidade das seguintes normas: art. 17, §§ 10-C, 10-D e 10-F e art. 23, §5º, todos da Lei nº 8.429/92, conforme a alteração promovida pelo art. 2º da Lei nº 14.230/2021 e requereu novas diligências para citação de ANTHONY JOHN MACE, mediante a expedição de Ofício ao Ministério da Justiça do Reino Unido. O juízo determinou o desmembramento do feito em relação aos réus ROBERTO ZUBIATE, DIDIER HENRI KELLER e ANTHONY JOHN MACE..
h. Estágio do processo	Defesa prévia.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.26

Processo nº 5026108-17.2019.4.04.7000	
a. Juízo	1ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	27/05/2019
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras e União. Réus: Rafael Mauro Comino, Cezar de Souza Tavares, Gregorio Marin Preciado, Paulo Roberto Costa, Carlos Roberto Martins Barbosa, Nestor Cunat Cervero, Aurelio Oliveira Telles, Luis Carlos Moreira da Silva, Astra Oil Trading NV, Jose Sergio Gabrielli de Azevedo, Astra oil company llc, Jorge Davies, Alberto Feilhaber, Fernando Antonio Falcao Soares, Agostilde Monaco de Carvalho, Raul Fernando Davies, Delcidio do Amaral Gomez.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 5.535.777.617,38
f. Principais fatos	Ação de improbidade administrativa em decorrência das investigações da Operação Lava Jato. <u>Objeto</u>: Aplicação das sanções legais; ressarcimento de danos em decorrência do pagamento de propinas para aquisição de 50% da Refinaria de Pasadena; e, além disso, ressarcimento de danos por desdobramentos de compromisso assumido para aquisição dos demais 50%.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não houve sentença de mérito em primeiro grau. Aguardando citação dos réus Astra Oil Trading NV e Astra Oil Company OLLC para apresentar contestações. Noticiado o falecimento do réu Agostilde Monaco de Carvalho. Juízo revogou a decisão de indisponibilidade de bens em face de todos os réus e determinou a remessa do processo para a Justiça da 2ª Região em razão da decisão da 2ª Seção, do TRF4.
h. Estágio do processo	Contestações.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

Processo nº 5057144-14.2018.4.04.7000	
a. Juízo	1ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	06/12/2018
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras e MPF. Réus: Aldo Guedes Álvaro, André Gustavo de Farias Pereira, Augusto Amorim Costa, Espólio de Eduardo Henrique Accioly Campos, Eduardo Henrique da Fonte de Albuquerque Silva, Espólio de Ildefonso Colares Filho, Fernando Bezerra de Souza Coelho, João Carlos Lyra Pessoa de Mello Filho, Maria Cleia Santos de Oliveira, Othon Zanoide de Moraes Filho, Paulo Roberto Costa, Pedro Roberto Rocha, Petrônio Braz Junior, Espólio de Severino Sérgio Estelita Guerra, Valdir Raupp de Mattos, Construtora Queiroz Galvão S/A, Vital Engenharia ambiental S/A, Movimento Democrático Brasileiro (MDB) e Partido Socialista Brasileiro (PSB).
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$11.730.159.758,10 (sendo R\$11.325.788.777,85 em ganho possível e R\$ 404.370.980,25 em ganho remoto)
f. Principais fatos	Ação de improbidade administrativa em decorrência das investigações da Operação Lava Jato. Objeto: Aplicação de penalidades e ressarcimento à Companhia dos prejuízos apurados em decorrência do cartel e do pagamento de vantagens indevidas em contratações da Queiroz Galvão, com pedido para devolução do valor dos contratos excluídos apenas os custos lícitos. Foi delineado ainda esquema de pagamento de propina para obstar a CPI da Petrobras em 2009. Pretende-se a responsabilização de pessoas físicas, jurídicas, MDB, PSB e alguns de seus parlamentares.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não houve sentença de mérito em primeiro grau. STF determinou o trancamento da ação de improbidade em face do réu Eduardo Henrique Da Fonte De Albuquerque Silva, o Juízo julgou extinta a ação em face dele. A decisão do STF foi ampliada para o PSB e para o Espólio de Eduardo Campos. Apesar do recurso da Petrobras, houve a alteração de expectativa de parte dos valores pedidos em face dos réus. Com a superveniente exclusão do principal envolvido no ato de corrupção (Eduardo Campos), passou-se a considerar como remotas as chances da Petrobras em reaver o valor originário de R\$ 40.724.872,47 (ressarcimento), além da multa de três vezes. O juízo da 1ª VF de Curitiba declarou-se incompetente para julgar o feito, apontando que todas as ações penais correlatas foram remetidas ao Distrito Federal. Processo enviado ao DF e distribuído sob n. 1080597-16.2024.4.01.3400. O juízo da 2ª VF da SJDF entendeu que, diante da anulação das provas da ação penal n. 5046120-57.2016.4.04.7000 não subsistiria conjunto probatório hábil a justificar a continuidade da ação de improbidade e proferiu sentença indeferindo a inicial e extinguindo o processo sem resolução do mérito.

h. Estágio do processo	Petrobras ingressou com embargos de declaração destacando as inúmeras provas que o juízo ignorou ao proferir a sentença.
i. Chance de ganho	Sentença.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possível e Remota
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Critério econômico-financeiro
	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.28

Processo nº 5017254-05.2017.4.04.7000	
a. Juízo	11ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	25/04/2017
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras e União. Réus: Cesar Ramos Rocha; Construtora Norberto Odebrecht S.A.; Construções e Comercio Camargo Correa S.A.; Construtora Queiroz Galvão S.A.; Empresa Brasileira De Engenharia S.A.; Iesa Óleo & Gas S.A.; Odebrecht Plantas Industriais E Participações; Hotchief Do Brasil S.A.; Marcelo Bahia Odebrecht; Marcio Faria Da Silva; Odebrecht S.A.; Paulo Ropberto Costa; Pedro Jose Barusco Filho; Ppi - Projeto De Plantas Industriais Ltda; Promon Engenharia Ltda; Techint Engenharia E Construção S.A.; Utc Engenharia S.A.; Renato De Souza Duque; e Rogerio Santos De Araujo; Andrade Gutierrez S/A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ R\$ 31.897.129.651,65
f. Principais fatos	Ação de improbidade administrativa em decorrência das investigações da Operação Lava Jato. Objeto: Aplicação de penalidades e ressarcimento à Companhia dos prejuízos apurados com o sobrepreço em decorrência do cartel em contratações da Odebrecht, no âmbito das Diretorias de Abastecimento e de Serviços; ou, alternativamente, devolução do valor dos contratos excluídos apenas os custos lícitos.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não houve sentença de mérito em primeiro grau. Resta pendente, nas instâncias superiores, a discussão sobre a amplitude e efeitos de acordos de leniência e de colaboração premiada. Conforme decisão proferida pelo STF na PET 12.357 em 06/09/2024 os atos da Lava Jato devem ser anulados, mas sem a determinação de trancamento imediato de procedimentos criminais contra Marcelo Odebrecht. Essa análise caberá aos juízes e às instâncias competentes. Esta decisão impacta o arcabouço probatório desta ação de improbidade administrativa. Declarada a incompetência do TRF4 para julgar o feito (com base na redação do art. §

	4º-A ao art. 17, da Lei n. 8.429/1992), determinado no envio do processo para o TRF2.
h. Estágio do processo	Contestações.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.29

Processo nº 5011396-27.2016.4.04.7000	
a. Juízo	2ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	14/03/2016
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras e União. Réus: Alberto Youssef, Jackson Empreendimentos S/A; Engevix Engenharia S/A; Gerson De Mello Almada; Carlos Eduardo Strauch Alberio; Newton Prado Junior; Luiz Roberto Pereira; Construtora Queiroz Galvão; N M Engenharia E Construções Ltda; Niplan Engenharia S.A.; Promon Engenharia Ltda; Renato De Souza Duque; e Paulo Roberto Costa.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ R\$ 8.164.335.457,70
f. Principais fatos	Ação de improbidade administrativa em decorrência das investigações da Operação Lava Jato. Objeto: Aplicação de penalidades e ressarcimento à Companhia dos prejuízos apurados com o sobrepreço em decorrência do cartel em contratações da Engevix, no âmbito das Diretorias de Abastecimento e de Serviços (estudo econômico do TCU); ou, alternativamente, devolução do valor dos contratos excluídos apenas os custos lícitos.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo em fase instrutória, aguardando definição sobre aplicação retroativa da Lei n. 14230/2021 e nomeação de perito para realização de prova pericial. Resta pendente julgamento sobre a manutenção da Engevix no feito para fins de ressarcimento integral após a celebração de acordo de leniência, Petrobras ingressou com RESP e RE, recursos que foram admitidos. Excluídos do polo passivo os réus NPL Engenharia S/A e Álya Construtora S/A (atual denominação de Queiroz Galvão S/A) em cumprimento da decisão no Resp 1.701.538. Partes intimadas para manifestação sobre acórdão da 2ª Turma do TRF4 quanto ao declínio de competência para o TRF2.
h. Estágio do processo	Instrução.
i. Chance de ganho	Possível

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante

Critério econômico-financeiro

k. Análise do impacto em caso de perda do processo

Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.30

Processo nº 5051170-64.2016.4.04.7000	
a. Juízo	5ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	06/10/2016
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras e União. Réus: Paulo Roberto Costa; Renato de Souza Duque; Worleyparsons Engenharia S.A.; Camargo Correa S.A.; Construções e Camargo Correa S.A.; Dalton Dos Santos Avancini; Eduardo Hermelino Leite; João Ricardo Auler; Marcio Andrade Bonilho; MPE Montagens E Projetos Especiais S.A.; Pedro Jose Barusco Filho; Promon Engenharia Ltda; Sanko Servicos de Pesquisa e Mapeamento Ltda.; e Sanko Sider Com. Imp. Exp. Prod. Sid. Ltda.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 15.516.019.084,24
f. Principais fatos	Ação de improbidade administrativa em decorrência das investigações da Operação Lava Jato. Objeto: Aplicação de penalidades e ressarcimento à Companhia dos prejuízos apurados com o sobrepreço em decorrência do cartel em contratações da Camargo Correa, no âmbito das Diretorias de Abastecimento e de Serviços (estudo econométrico do TCU); ou, alternativamente, devolução do valor dos contratos excluídos apenas os custos lícitos.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo principal está suspenso aguardando acórdão definitivo do TRF4 sobre permanência dos réus no polo passivo. Nesse sentido, foram julgados os recursos que ocasionarão a retomada do trâmite processual, relacionados com a definição do polo passivo, objeto da ação e bloqueios de bens. Agravos de instrumento foram redistribuídos para a 12ª Turma do TRF4. Decisões favoráveis por maioria no TRF4 para determinar a manutenção da Camargo Correa e restabelecer a indisponibilidade de bens foram anuladas por meio de Embargos de Declaração para observância do julgamento ampliado (art. 942, do CPC).
h. Estágio do processo	Suspenso.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.31

Processo nº 5025933-28.2016.4.04.7000	
a. Juízo	1ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	30/05/2016
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras e União. Réus: Paulo Roberto Costa; Renato de Souza Duque; Alberto Youssef; Galvão Participações S/A; Galvão Engenharia S/A; Erton Medeiros Fonseca; Jean Alberto Luscher Castro; Eduardo De Queiroz Galvão; Dario de Queiroz Galvão Filho; Construtora Norberto Odebrecht S/A; Construções e Comercio Camargo Correa S/A; Tomé Equipamentos e Transportes Ltda; Alumini Engenharia S/A; Serveng Civilsan S/A Empresas Associadas de Engenharia; Fidens Engenharia S/A; Construtora Queiroz Galvao S/A; e Iesa Oleo&Gas S/A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 18.780.975.194,88
f. Principais fatos	Ação de improbidade administrativa em decorrência das investigações da Operação Lava Jato. Objeto: Aplicação de penalidades e ressarcimento à Companhia dos prejuízos apurados com o sobrepreço em decorrência do cartel em contratações da Galvão Engenharia (sozinha ou em consórcio), no âmbito das Diretorias de Abastecimento e de Serviços; ou, alternativamente, devolução do valor dos contratos excluídos apenas os custos lícitos.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	O Juízo deferiu a produção das provas documentais requeridas pela União, MPF, Petrobras, e das rés Galvão Participações e Galvão Engenharia, que foram anexadas a estes autos ou à ação de improbidade conexa (5006694-72.2015.4.04.7000). Apresentação de alegações finais em setembro de 2024. TRF4 se declarou incompetente para o julgamento do feito e determinou a remessa dos autos ao TRF2.
h. Estágio do processo	Instrução.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.32

Processo nº 5025956-71.2016.4.04.7000	
a. Juízo	1ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	30/05/2016
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras e União. Réus: Paulo Roberto Costa; Renato de Souza Duque; Pedro José Barusco Filho; Alberto Youssef; OAS S/A; Construtora OAS Ltda; Coesa Engenharia Ltda; Construtora Norberto Odebrecht; Odebrecht Plantas Industriais e Participações S.A.; Odebrecht S.A.; UTC Engenharia S/A; José Aldemário Pinheiro Filho; Agenor Franklin Magalhães Medeiros; Mateus Coutinho de Sá Oliveira; José Ricardo Nogueira Breghirolli; e 16. Fernando Augusto Stremel Andrade.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 18.333.467.710,50
f. Principais fatos	Ação de improbidade administrativa em decorrência das investigações da Operação Lava Jato. Objeto: Sobrepreço em decorrência do cartel em contratações das Diretorias de Abastecimento e de Serviços ou devolução do valor dos contratos excluídos apenas os custos lícitos.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo sem sentença de mérito. Após o recebimento da petição inicial em face de alguns réus, foram apresentadas as contestações. A Petrobras apresentou a réplica às contestações. Em paralelo, permanecem discussões sobre os efeitos de acordos (de colaboração premiada e de leniência) para a continuidade da ação. O MPF ratificou a AIA ajuizada pela UNIÃO. A CNO S.A. e NOVONOR S.A. noticiaram o acordo celebrado com a Petrobras, requerendo a extinção do feito. A Petrobras apresentou manifestação a respeito e o juízo indeferiu o pleito das rés. Por fim, a Petrobras pleiteou ao juízo que oficie o juízo da falência solicitando reserva do valor com relação ao Grupo COESA. A juíza declarou a incompetência do Juízo de Curitiba e determinou a remessa à Subseção Judiciária do Rio de Janeiro/RJ.
h. Estágio do processo	Réplica.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.33

Processo nº 5011119-11.2016.4.04.7000	
a. Juízo	11ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	12/03/2016
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras, TAG, MPF e União. Réus: Celso Araripe D'Oliveira; Cesar Ramos Rocha; Construtora Norberto Odebrecht S.A.; Eduardo de Oliveira Freitas Filho; Freitas Filho Construções Ltda-ME; Hotchief do Brasil S.A.; Marcelo Bahia Odebrecht; Marcio Faria da Silva; Odebrecht S.A.; Paulo Roberto Costa; Paulo Sergio Boghossian; Pedro Jose Barusco Filho; Renato de Souza Duque; e Rogerio Santos de Araujo.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 6.689.485.258,38
f. Principais fatos	Ação de improbidade administrativa em decorrência das investigações da Operação Lava Jato. Objeto: Aplicação de penalidades e ressarcimento à Companhia dos prejuízos apurados em decorrência do pagamento de vantagens indevidas nas contratações do grupo Odebrecht, no âmbito das Diretorias de Abastecimento e de Serviços.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há sentença de mérito em primeiro grau. Decisões favoráveis do STF (junho/24) mantendo Odebrecht S.A; Construtora Norberto Odebrecht S.A; César Rocha Ramos; Marcelo Bahia Odebrecht; Márcio Faria da Silva; Paulo Sérgio Boghossian; e Rogério Santos de Araújo na lide. Conforme decisão proferida pelo STF na PET 12.357 em 06/09/2024, os atos da Lava Jato devem ser anulados, mas sem a determinação de trancamento imediato de procedimentos criminais contra Marcelo Odebrecht. Essa análise caberá aos juízes e às instâncias competentes. Esta decisão impacta o arcabouço probatório desta ação de improbidade administrativa. Decisão do TRF4 pela incompetência do juízo, remetendo os autos para o TRF2.
h. Estágio do processo	Réus apresentaram contestação.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

Processo nº 5012249-02.2017.4.04.7000	
a. Juízo	11ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	22/03/2017
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras e MPF. Réus: Pedro da Silva Correa de Oliveira Andrade Neto; Arthur Cesar Pereira de Lira; Joao Alberto Pizzolatti Junior; João Claudio de Carvalho Genu; Jose Otavio Germano; Luiz Fernando Ramos Faria; Mario Silvio Mendes Negromont; Mario Silvio Mendes Negromonte Junior; Nelson Meurer; Partido Progressista; Pedro Henry Neto; Roberto Pereira De Britto.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 5.354.924.775,19 (sendo R\$ 5.324.881.748,63 em ganho possível e R\$ 30.043.026,56 em ganho remoto)
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Ressarcimento da propina paga ao Partido Progressista, ao ex-Diretor de Abastecimento da Petrobras e os dirigentes das empresas Engevix, OAS, Galvão, Mendes Júnior, Camargo Correa, Odebrecht, UTC, Queiroz Galvão E Andrade, os quais também atuaram em conluio com dirigentes da Braskem, no que toca à renegociação do contrato de fornecimento de nafta.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo em fase postulatória. Aguarda-se decisão do TRF-4 sobre apelação interposta pelo MPF contra decisão de extinção da demanda em face de Mário Silvio Mendes Negromonte Junior, em razão da rejeição da denúncia em sede criminal (Inquérito nº 3980/STF e apensos), que abarcava os mesmos fatos.
h. Estágio do processo	Réus apresentaram contestação.
i. Chance de ganho	Possível e Remoto.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.35

Processo nº 5027001-47.2015.4.04.7000	
a. Juízo	3ª Vara Federal de Curitiba
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	08/06/2015
d. Partes do Processo	Autores: Petrobras e União. Réus: Mendes Junior Participações S/A - Mendespar; Mendes Junior Trading e Engenharia S.A.; Sérgio Cunha Mendes; Rogério Cunha de Oliveira; Ângelo Alves Mendes; Alberto Elísio Vilaça Gomes; José Humberto Cruvinel Resende; Construtora Andrade Gutierrez S/A; KTY Engenharia Ltda; MPE Montagens e Projetos Especiais S/A; SOG Óleo e Gás S/A (Setal); Odebrecht S/A; UTC Engenharia S/A; Paulo Roberto Costa.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 8.428.075.506,73
f. Principais fatos	Objeto: Ação de improbidade administrativa em decorrência das investigações da Operação Lava Jato. Ressarcimento de propina paga em contratações da Diretoria de Abastecimento e devolução do valor dos contratos excluídos apenas os custos lícitos.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida sentença que julgou improcedentes os pedidos, razão pela qual a expectativa de êxito foi modificada para remota. Em face dessa decisão a Petrobras, bem como os Réus, apresentaram recurso de Apelação. Resta pendente discussão sobre a manutenção da Andrade Gutierrez na lide, após celebração de acordo de leniência. Recursos Especial e Extraordinário da Petrobras sobre o tema admitidos pelo TRF-4. A Min. Relatora do Recurso Especial o inadmitiu. Contra essa decisão foi apresentado Agravo Interno. Em relação ao processo 5058167-53.2022.4.04.7000, em 18/03/2023, foi julgado improcedente o pedido e a Petrobras apresentou o recurso de apelação. A 4ª Turma decidiu reconhecer a incompetência absoluta do juízo e determinou a remessa do feito ao órgão judiciário competente (Justiça Federal da 2ª Região, Subseção Judiciária do Rio de Janeiro).
h. Estágio do processo	Réus apresentaram contestação.
i. Chance de ganho	Remoto.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia.

4.4.0.1.36

Processo nº 40968/2014	
a. Juízo	Juzgado Civil y Comercial Federal 9
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	13/12/2021 (Inicial reformulada)
d. Partes do Processo	Autor: CONSUMIDORES DAMNIFICADOS ASOCIACION CIVIL (“Associação”). Réu: PETROBRAS
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Ainda não é possível estimar.
f. Principais fatos	Objeto: Trata-se de ação coletiva movida pela Associação, que alega, entre outras questões, que a Companhia é responsável 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. Tal demanda não gera impactos financeiros e econômicos imediatos para a Companhia. A Petrobras se apresentou espontaneamente no processo em 10/04/2023 e apresentou sua defesa em 30 de agosto de 2023. Em 14 de maio de 2024, o juiz de primeira instância deferiu o pedido da Petrobras e ordenou o início de um incidente de certificação de classe. A companhia nega as alegações apresentadas pela Associação e continuará a se defender com vigor das acusações formuladas pela autora da ação coletiva.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há
h. Estágio do processo	Inicial
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Reputacional/imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio.

4.4.0.1.37

Processo nº 0354924-55.2015.8.19.0001	
a. Juízo	5ª Vara Empresarial
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	19/08/2015
d. Partes do Processo	Autor: EISA PETRO UM S A Réu: PETROBRAS TRANSPORTES S A - TRANSPETRO

e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.501.590.965,14
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de ação indenizatória, na qual o estaleiro alega que, supostos custos adicionais e problemas vinculados ao próprio projeto inviabilizariam a correta execução dos contratos de Compra e Venda Condicionada de quatro navios do tipo Panamax (EI- 511, EI - 512, EI -513 e EI-514), firmados entre as partes, razão pela qual alega que haveria necessidade de revisão dos contratos, de forma a reequilibrá-los econômica e financeiramente, ou então haveria necessidade de rescindi-los, em razão do desequilíbrio econômico-financeiro. O estaleiro pediu a condenação da Transpetro a: (a) pagar pelos custos adicionais necessários para a construção do navio EI- 511 e pelos custos adicionais necessários para finalizar a construção dos navios EI-512, EI-513 e EI-514, no montante de R\$ 384.274.354,00 (trezentos e oitenta e quatro milhões, duzentos e setenta e quatro mil, trezentos e cinquenta e quatro reais) e a (b) pagar pelos prejuízos sofridos pelo autor, decorrentes do não reequilíbrio dos Contratos de Compra e Venda Condicionadas dos quatro navios do tipo Panamax, firmados entre as partes. Caso os pedidos acima não sejam atendidos, requer o estaleiro a rescisão dos contratos de construção dos navios EI-512, EI- 513 e EI -514 e requer que a ré seja condenada a pagar pelos custos imprevisíveis e extraordinários suportados pelo autor. Pleiteou, por fim, o deferimento de tutela cautelar para determinar a ineficácia da rescisão declarada pela Transpetro, determinando que a empresa se abstenha de cobrar qualquer valor a título do seguro garantia estipulado perante o Itaú Seguros S.A..
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda sem sentença
h. Estágio do processo	Processo em fase de produção de prova pericial (produção antecipada de provas processada nos autos 0414195-92.2015.8.19.0001)
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo, conforme descrito no item “e” acima

4.4.0.1.38

Processo nº 0528738-98.2015.8.05.0001	
a. Juízo	18ª Vara de Relações de Consumo de Salvador/BA
b. Instância	1ª Instância - TJBA
c. Data de instauração	21/05/2015
d. Partes do Processo	Autor: Marcio Jose Ferreira de Moura Costa, Carlos Diógenes Carneiro, Marcia Maria de Castro Gordilho e Marcos Cavalcanti Sampaio Réu: Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos	R\$ 1.150.994.467,46

envolvidos

f. Principais fatos

Objeto: Os sócios da empresa TENACE alegam, na ação, que a falência da sua empresa resultou da ilegal conduta da Companhia por não repor equilíbrio econômico-financeiro do contrato da obra da Refinaria Clara Camarão, bem como de não ter permitido que a contratada executasse outros 22 contratos com a Petrobras. Segundo os sócios, o projeto básico da licitação das obras da Clara Camarão continha grave falha que provocou o desequilíbrio contratual, e a TENACE foi coagida a firmar uma transação extrajudicial lesiva a seus direitos e ilegalmente impedida de auferir os lucros de 22 contratos com a Petrobras, razão pela qual pediram a anulação daquela licitação, da transação extrajudicial e indenização por danos morais e materiais - emergentes e cessantes-resultantes da quebra e da não realização financeiramente dos contratos.

A Petrobras, na sua contestação, alegou a preliminar de ilegitimidade ativa, a decadência como prejudicial, e, no mérito, validade da transação extrajudicial celebrado com TENACE, sociedade da qual os autores eram sócios, que repôs o equilíbrio econômico-financeiro da contratação da obra.

O processo está em fase de instrução em 1º Grau de Jurisdição. Em 25/05/21, a Petrobras manifestou-se sobre o pedido dos autores de reconhecimento de legitimação extraordinária. Aguardando apreciação do Magistrado.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas

Não houve decisões de mérito.

h. Estágio do processo

Aguarda-se impulso oficial.

i. Chance de perda

Remota

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante

Critério econômico-financeiro

k. Análise do impacto em caso de perda do processo

Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo, conforme descrito no item “e” acima

4.4.0.1.39

Processo nº 0006235-23.2019.8.16.0025

a. Juízo

1ª. Vara da Fazenda Pública de Araucária/PR

b. Instância

2ª Instância - TJPR

c. Data de instauração

14/08/2002

d. Partes do Processo

Autor: Companhia Paranaense de Gás - COMPAGAS

Ré: Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS

e. Valores, bens ou direitos R\$ 1.248.475.435,40 envolvidos

f. Principais fatos

Objeto: COMPAGAS ajuizou ação declaratória cumulada com pedido de obrigações de fazer e não fazer e cobrança em face da Petrobras, aduzindo, em apertada síntese, que por força do artigo 25, § 2º, da Constituição Federal, os Estados membros da federação têm a competência exclusiva para exploração dos serviços de gás natural canalizado e, portanto, faz jus a tutela jurisdicional para ser contratada e remunerada pela movimentação de gás da Petrobras em dois dutos entre a TBG e a REPAR, refinaria em Araucária/PR.

A sentença foi de parcial procedência da ação, condenando a Petrobras a contratar a COMPAGAS para movimentação de gás no duto de 14 polegadas entre TBG e REPAR, visto que esse duto é posterior à Lei do Gás, e pagar a respectiva tarifa à COMPAGAS a partir da contratação. Com relação ao duto de 8 polegadas, anterior à Lei do Gás, a pretensão foi julgada improcedente.

Não houve antecipação de tutela e as partes interpuseram recursos de apelação, pendentes de julgamento.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas

Sentença parcialmente procedente para condenar a Petrobras a contratar a COMPAGAS para movimentação de gás no duto de 14 polegadas entre TBG e REPAR, visto que esse duto é posterior à Lei do Gás, e pagar a respectiva tarifa à COMPAGAS a partir da contratação. Com relação ao duto de 8 polegadas, anterior à Lei do Gás, a pretensão foi julgada improcedente.

h. Estágio do processo

Recursos de apelação pendentes de julgamento, incluindo a pretensão da COMPAGAS de antecipação da tutela, pelo relator.

i. Chance de perda

R\$ 860.714.664,78 (Remota) e R\$ 387.760.770,62 (Possível).

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante

Critério econômico-financeiro

k. Análise do impacto em caso de perda do processo

Eventual perda do processo poderá gerar prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo, conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.1.40

Processo nº 1043286-25.2023.4.01.3400

a. Juízo

17ª Vara Federal Cível de Brasília - Seção Judiciária do DF

b. Instância

1ª instância

c. Data de instauração

28/04/2023

d. Partes do Processo

Autor: Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras

Réu: União e ANP

e. Valores, bens ou direitos R\$ 1.507.032.534,47 (contingência ativa)

envolvidos

f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de demanda cujo objetivo é que seja declarado o direito da Autora (Petrobras) de deduzir da receita bruta de produção, para fins de apuração da Participação Especial, o valor do gás natural produzido nos campos indicados nesta ação e consumido internamente nas próprias operações.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito.
h. Estágio do processo	Inicial protocolada em 28/04/23. União e ANP citadas. Contestações apresentadas. Processo aguardando despacho para réplica.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio.

4.4.0.1.41

Processo nº 1043317-45.2023.4.01.3400	
a. Juízo	13ª Vara Federal Cível de Brasília - Seção Judiciária do DF
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	28/04/2023
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras, Shell e Petrogal Réu: União e ANP
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.440.213.327,92 (contingência ativa)
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de demanda cujo objetivo é que seja declarado o direito das Autoras (Petrobras, Shell e Petrogal) de deduzir da receita bruta de produção, para fins de apuração da Participação Especial, o valor do gás natural produzido nos campos indicados nesta ação e consumido internamente nas próprias operações
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito
h. Estágio do processo	Ação ajuizada em 28 de abril de 2023 e distribuída à 13ª Vara cível da SJDF. União e ANP apresentaram contestação em 21/08/23. Petrobras, Shell e Petrogal apresentaram réplica em 06/12/23. Processo aguardando início

	da fase instrutória.
i. Chance de ganho	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio.

4.4.0.1.42

48610.221035/2022-42 (Documento de Fiscalização 761 000 22 33 612212)	
a. Juízo	ANP - Processo administrativo
b. Instância	Primeira instância administrativa
c. Data de instauração	01/02/2023
d. Partes do Processo	Autor: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) Réu: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.105.172.671,78 (histórico). Atualizado R\$ 2.509.215.957, 95 (contingência passiva)
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de auto de infração, lavrado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que tem como objeto a cobrança adicional de Participação Especial prevista no inciso III, do artigo 45 e no artigo 50, ambos da Lei Federal nº 9.478/1997, de contratos de concessão operados pela Petrobras, de forma exclusiva ou em parceria, relativos aos campos de Albacora Leste, Barracuda, Jubarte, Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Mexilhão, Roncador, Sapinhoá, Sururu, Tartaruga Verde e Tupi, referente ao período do 3º trimestre de 2020 ao 2º trimestre de 2022. A ANP entende que não é dedutível, da base de cálculo da Participação Especial, o gás combustível consumido nas Unidades Estacionárias de Produção, produzido pelo próprio campo. A Petrobras e os parceiros divergem deste entendimento, por entenderem que a expressão "aquisição" contida no art. 17, inciso I, da Resolução ANP (RANP) nº 12/2014, abriga a espécie "aquisição originária", o que implica considerar que a parcela do gás natural produzida no campo e que retorna ao processo produtivo na condição de insumo para os turbogeradores utilizados nas Unidades Estacionárias de Produção, está abarcada pela rubrica de gastos prevista no art. 17, inciso I, da RANP nº 12/2014..

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Há decisão de mérito administrativa desfavorável. Está pendente análise de recurso administrativo.
h. estágio do processo	Em outubro de 2024, a Petrobras e os parceiros interpuseram recurso administrativo contra a decisão da 1ª instância administrativa da ANP que julgou procedente o auto de infração.
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	No caso de perda do processo, a Petrobras, considerando o seu percentual de participação nos contratos de concessão, terá que pagar o valor da autuação ou propor ação judicial visando a anulação da decisão de cobrança do débito. Em caso de ação judicial, se a Petrobras não conseguir uma decisão liminar suspendendo a exigibilidade do débito, terá que apresentar garantia judicial do valor (depósito ou carta de fiança ou seguro garantia judicial) para impedir a sua inscrição no CADIN.

4.4.0.1.43

Processo nº 5030574-26.2023.4.03.6100	
a. Juízo	21ª Vara Cível Federal de São Paulo
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	16/10/2023
d. Partes do Processo	Autor: Leonardo de Siqueira Lima Réu: Efrain Pereira da Cruz, Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	O Autor busca a decretação da nulidade da manutenção do Sr Efrain Pereira da Cruz no cargo de conselheiro do Conselho de Administração da Petrobras enquanto exerceu conjuntamente as funções de Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia e a devolução dos respectivos salários percebidos aos cofres públicos.
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de ação popular objetivando, ao final, (i) a decretação da nulidade da manutenção do Sr Efrain Pereira da Cruz no cargo de conselheiro do Conselho de Administração da Petrobras enquanto exerceu conjuntamente as funções de Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia; (ii) que o salário percebido, enquanto exerceu a função de conselheiro do Conselho de Administração da Petrobras e Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia, seja devolvido aos cofres públicos. O Autor Popular defende a existência de conflito de interesses, bem como a necessidade de formação de lista tripartite. Tendo em vista que o Sr. Efrain Pereira da Cruz não mais compõe o quadro de conselheiro do Conselho de Administração da Petrobras, o pedido de antecipação de tutela formulado perdeu seu objeto.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há.
h. Estágio do processo	Após o oferecimento das contestações, as partes foram intimadas para se manifestarem sobre interesse na produção de outras provas.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possibilidade de dano reputacional/de imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar impacto à imagem da Companhia, considerando os questionamentos envolvendo sua governança.

Processo nº 5030575-11.2023.4.03.6100	
a. Juízo	21ª Vara Cível Federal de São Paulo
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	10/01/2024
d. Partes do Processo	Autor: Leonardo de Siqueira Lima Réu: Pietro Adamo Sampaio Mendes, Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	O Autor busca a decretação da nulidade da manutenção do Sr Pietro Adamo Sampaio Mendes no cargo de conselheiro do Conselho de Administração da Petrobras enquanto exerceu conjuntamente as funções de Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível do Ministério de Minas e Energia e a devolução dos salários ilegalmente percebidos aos cofres públicos.
f. Principais fatos	Objeto: Trata-se de ação popular objetivando, ao final, (i) a decretação da nulidade da manutenção do Sr Pietro Adamo Sampaio Mendes no cargo de conselheiro do Conselho de Administração da Petrobras enquanto exerceu conjuntamente as funções de Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível do Ministério de Minas e Energia; (ii) que o salário percebido, enquanto exerceu a função de conselheiro do Conselho de Administração da Petrobras e Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia seja devolvido aos cofres públicos. O Autor Popular defende a existência de conflito de interesses, bem como a necessidade de formação de lista triplíce. Após a apresentação das contestações pela Petrobras, União e Conselheiro, foi proferida decisão que determinou "suspender o (...) Sr. PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES do exercício do cargo de conselheiro do Conselho de Administração da PETROBRAS, bem como para determinar a suspensão do pagamento da respectiva remuneração.".
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Houve deferimento da tutela de urgência pleiteada pelo Autor, nos termos acima.
h. Estágio do processo	Em 12/04/2024, a União apresentou recurso à segunda instância, tendo este sido distribuído à 4ª Turma do Tribunal Regional Federal da 3ª Região. O Desembargador Relator, monocraticamente, cassou a tutela de urgência que havia sido deferida. Em 17/12/2024, houve o julgamento do recurso pelo colegiado, para dar provimento ao agravo de instrumento, para reformar a decisão e, então, determinar a manutenção de Pietro Adamo Sampaio Mendes no exercício do cargo de Presidente do Conselho de Administração da Petrobras, assim como a manutenção do pagamento da respectiva remuneração.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possibilidade de dano reputacional/de imagem.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar impacto à imagem da Companhia, considerando os questionamentos envolvendo sua governança.

4.4.0.1.45

Processo nº 5030576-93.2023.4.03.6100	
a. Juízo	21ª Vara Cível Federal de São Paulo
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	27/11/2023
d. Partes do Processo	Autor: Leonardo de Siqueira Lima Réu: Sérgio Machado Rezende, Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	O Autor busca a decretação da nulidade da manutenção do Sr. Sérgio Machado Rezende no cargo de conselheiro do Conselho de Administração da Petrobras e a devolução dos salários ilegalmente percebidos aos cofres públicos.
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de ação popular objetivando, ao final, (i) a decretação da nulidade da manutenção do Sr. Sérgio Machado Rezende no cargo de conselheiro do Conselho de Administração da Petrobras; e (ii) que o salário percebido seja devolvido aos cofres públicos. O Autor Popular defende a necessidade de lista tríplice, bem como a existência de impossibilidade de atuação como conselheiro, em razão de não ter se desincompatibilizado de partido político com 36 meses de antecedência. Após a apresentação das contestações pela Petrobras, União e Conselheiro, foi proferida decisão que determinou "suspender o (...) Sr. SÉRGIO MACHADO REZENDE do exercício do cargo de conselheiro do Conselho de Administração da PETROBRÁS, bem como para determinar a suspensão do pagamento da respectiva remuneração". O Conselheiro e a União Federal apresentaram recurso à segunda instância.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Houve deferimento da tutela de urgência pleiteada pelo Autor, nos termos acima.
h. Estágio do processo	Em 15/04/2024, o Desembargador Relator proferiu decisão para deferir os pedidos do Conselheiro e da União, e, com isso, suspender os efeitos da decisão do Juiz de Primeiro Grau, afastando-a. Em 26/04/2024, o Autor Popular interpôs recurso. Houve decisão monocrática extintiva do recurso em razão da perda do objeto com a saída do Conselheiro.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possibilidade de dano reputacional/de imagem.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar impacto à imagem da Companhia, considerando os questionamentos envolvendo sua governança.

4.4.0.1.46

Processo nº 0586270-93.2016.8.05.0001	
a. Juízo	10ª Vara Cível e Comercial da Comarca da Salvador - BA
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	09/01/2017
d. Partes do Processo	Autor: Consórcio Alusa Galvão Tomé, Alumi Engenharia S.A., Galvão Engenharia S.A., Tomé Engenharia S.A. Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Contingência passiva: R\$ 1.099.638.077,32 Contingência ativa: R\$ 88.843.285,02
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> O Autor busca pagamento de indenização por desequilíbrio econômico-financeiro contratual e valores supostamente reconhecidos administrativamente pelo termo de transação extrajudicial relativo ao ajuste de pagamento das quantidades determinadas de elétrica e instrumentação. A Petrobras apresentou Contestação e Reconvenção, sustentando, dentre outros argumentos, que o contrato discutido nos autos está inserido no âmbito das investigações da operação lava jato, o que impossibilita a cobrança de valores.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. Estágio do processo	Magistrado intimou a Petrobras para, no prazo de 5 (cinco) dias, emendar a peça reconvenção. A Petrobras opôs embargos declaratórios, ainda não apreciados.
i. Chance de perda	Remota (contingência passiva) e chance de ganho possível para a contingência ativa.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia.

4.4.0.1.47

Processo nº 0280551-19.2016.8.19.0001	
a. Juízo	45ª Vara Cível do Rio de Janeiro
b. Instância	1ª Instância

c. Data de instauração	09/03/2015
d. Partes do Processo	Autor: Alumini Engenharia S.A. Réus: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.111.186.398,88
f. Principais fatos	Trata-se de ação ajuizada por Alumini pedindo a condenação da Petrobras ao pagamento do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato e a declaração da inexistência de penalidade contratual contra a Autora, decorrente do encerramento da obra de Hidrocraqueamento Catalítico (HCC) do COMPERJ.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito.
h. Estágio do processo	Ação judicial em fase de produção de prova pericial.
i. Chance de perda	R\$ 950.035.921,34(Remoto) e R\$ 161.150.477,54 (Possível)
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda integral do processo poderia vir a gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.1.48

Processo nº 0207373-71.2015.8.19.0001	
a. Juízo	27ª Vara Cível do Rio de Janeiro
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	01/06/2015
d. Partes do Processo	Autor: Consórcios Itaboraí-URE e HDT Réus: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.167.457.043,31
f. Principais fatos	Trata-se de processo judicial instaurado pelos Consórcios Itaboraí-URE e HDT em face da Petrobras para cobrança das controvérsias relacionadas aos Contratos nº 6810.0000139.10.2 e 6810.0000140.10.2, relacionadas a verbas supostamente reconhecidas pelo fornecimento de bens e medições pendentes de pagamento, além de serviços não realizados e não medidos e demais custos incorridos e não recuperados.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de primeira instância que julga parcialmente procedentes os pedidos autorais.
h. Estágio do processo	Ação judicial em fase recursal.
i. Chance de perda	R\$ 650.765.659,02 (Remota) e R\$ 516.691.384,29 (Provável)
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda integral do processo poderia vir a gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.1.49

Processo nº 0202519-29.2018.8.19.0001	
a. Juízo	36ª Vara Cível da Comarca do Rio de Janeiro.
b. Instância	1ª instância - Tribunal de Justiça do estado do Rio de Janeiro
c. Data de instauração	24/08/2018
d. Partes do Processo	Autor: Grupo em Defesa dos Participantes da Petros - GDPAPE Réus: Petrobras e Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social (“Petros”)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 8.334.028.157,02
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Suspensão e o recálculo do Plano de Equacionamento do Déficit (PED) do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP) em decorrência: (i) da possibilidade de elaboração do PED pelo chamado limite mínimo, estabelecido no artigo 28 da Resolução MPS/CGPC 26 de 28/09/2008; (ii) de acordo com o novo cadastro; (iii) considerando os impactos financeiros de set/2007 a agosto/2011 referente à RMNR; (iv) considerando os impactos dos Avanços de Níveis 2004/2005/2006, pela implantação do Novo PCAC e da RMNR e (v) para desconto do que as autoras alegam tratar-se de dívidas das patrocinadoras. Em relação especificamente à Petrobras, há pedido de pagamento de aporte para cobertura do alegado déficit decorrente do suposto impacto dos níveis e pedido de declaração de que o inciso IX do artigo 48 do Regulamento do Plano PPSP é uma fonte de custeio de exclusiva responsabilidade da patrocinadora Petrobras. Foi negado o pedido de suspensão liminar do PED. Interposto Agravo de Instrumento 0071307-82.2018.8.19.0000 pela Autora GDPAPE, ao qual foi negado provimento monocraticamente. MP e GDPAPE interpuseram Agravo Interno, ao qual também foi negado provimento. Processo está suspenso em razão do IRDR em trâmite no TJRJ.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há.
h. Estágio do processo	Processo suspenso no decorrer da fase de provas.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro e possibilidade de dano reputacional ou de imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) um prejuízo financeiro relevante para a Companhia e (ii) impacto à imagem da Companhia.

4.4.0.1.50

Processo nº 0062009-63.2018.8.19.0001	
a. Juízo	31ª Vara Cível da Comarca do Rio de Janeiro
b. Instância	1ª instância - Tribunal de Justiça do estado do Rio de Janeiro
c. Data de instauração	17/03/2018
d. Partes do Processo	Autor: Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros ("Petros") Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Está compreendido no valor mencionado no item 4.4.0.1.1.
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Condenação da Petrobras ao pagamento do valor histórico de R\$ 496.128.328,01, referente à metade do valor de condenações que a Petros arcou sozinha. Processo em fase de produção de provas.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não há.
h. Estágio do processo	Processo em fase de provas.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro e possibilidade de dano reputacional ou de imagem.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) um prejuízo financeiro relevante para a Companhia e (ii) impacto à imagem da Companhia.

4.4.0.1.51

Processo nº 5018271-19.2019.4.03.6100

a. Juízo	14ª Vara Cível Federal de São Paulo
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	03/10/2019
d. Partes do Processo	Autor: Cláudio Taciano Boaventura e outros Réu: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, Fundação Petros de Seguridade Social, União Federal; PREVIC terceira interessada.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Está compreendido no valor mencionado no item 4.4.0.1.49.
f. Principais fatos	Objeto: Trata-se de Ação Popular que pretende a Anulação da ATA 505 do Conselho Deliberativo da Fundação PETROS, de 16/12/2014, especificamente, no que se refere à responsabilidade pelo pagamento do Acordo de Níveis aos assistidos. Os Autores Populares narraram que, após o oferecimento das Contestações, a Petrobras formulou pedido perante a Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) para alterar a redação do inciso VIII do art. 48 do Regulamento do Plano PETROS. Afirmou que o aludido dispositivo obriga a Companhia a realizar os aportes extraordinários necessários para a manutenção do Fundo de Previdência, tal como previsto no Convênio de Adesão (1980) e no primitivo Regulamento do Plano (1984), certo de que essas contribuições especiais/adicionais não estariam proibidas pela legislação em vigor. Em 19/12/2022, foi publicada a decisão que concedeu a tutela de urgência para determinar que as Requeridas e a Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC deixassem de promover e/ou exigir a revogação/exclusão do inciso VIII, do artigo 48, do Regulamento do Plano ou para sustar os efeitos de eventual deliberação nesse sentido, até decisão final do feito. Para combater a decisão, a Petrobras interpôs o Agravo de Instrumento 5001920-93.2023.4.03.0000.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há. Até o momento, houve apenas deferimento da tutela de urgência pleiteada pelo Autores, nos termos acima.
h. Estágio do processo	O TRF/3ª Região manteve a decisão que deferiu a tutela antecipada, e, com isso, decidiu que a revogação do referido dispositivo regulamentar, no curso da ação em que se discute a legitimidade e a legalidade da sua aplicação, pode não apenas interferir no resultado do processo, como inviabilizar o cumprimento da decisão final nestes autos. Em 16/08/2023, ocorreu o trânsito em julgado da decisão do recurso. Em 24/04/2025 o Juízo proferiu decisão para que as Rés apresentem documentos requeridos pelo Autor.
i. Chance de perda	Remota

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possibilidade de dano reputacional/de imagem e valor relevante.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar (i) um prejuízo financeiro relevante para a Companhia e (ii) impacto à imagem da Companhia.

4.4.0.2 PROCESSOS DE NATUREZA TRIBUTÁRIA

As tabelas abaixo apresentam uma descrição individual dos processos de natureza tributária considerados relevantes para os negócios da Companhia e/ou de suas controladas.

4.4.0.2.1

Processo nº 0035052-92.2017.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal da 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	22/03/2017
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petróleo Brasileiro S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 731.378.090,86
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> IRPJ e CSLL - Não adição dos lucros no exterior a base de cálculo do ano calendário de 2007. <u>Fase Processual:</u> Trata-se de Execução Fiscal que se originou do procedimento administrativo nº. 11052-000.921/2010-63, no qual exigia-se que a Petrobras oferecesse à tributação de Imposto sobre a Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no Brasil os lucros auferidos no ano calendário de 2007 pela sua controlada Petrobras Netherlands BV- PNBV, sediada na Holanda, tendo em vista que considerou ter sido infringido o art. 74 da Medida Provisória nº. 2158-35/2001. A Execução Fiscal encontra-se garantida. Em razão da Lei nº. 14.689/2023, que disciplinou a proclamação no âmbito do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), o valor da multa foi excluído da dívida ativa, nos termos do §9º-A, do artigo 25, por ter havido julgamento de processo favoravelmente à Fazenda Pública pelo voto de qualidade.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida sentença desfavorável à Petrobras em sede de Embargos à Execução.
h. Estágio do processo	Interposto recurso de apelação pela Companhia, que pende de julgamento.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima, uma vez que será necessária a realização pela Companhia do desembolso de tal valor.

4.4.0.2.2

Processo nº 0056921-87.2012.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal da Segunda Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	01/03/2012
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras Réu: União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 6.389.588.995,94
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se da cobrança de IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte, relativo aos exercícios de 1999 a 2002, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações do tipo plataformas móveis. A autuação entende que a plataforma não seria embarcação para fins de enquadramento em benefício de alíquota zero. <u>Fase Processual</u>: Foi ajuizada ação anulatória em 01/03/2012, e em 05/03/2012 foi indeferida a antecipação de tutela pelo juízo de primeiro grau, tendo a Petrobras apresentado recurso de agravo. Em 12/03/2012, foi deferida a antecipação de tutela em decisão monocrática. Em 24/08/2012, foi publicado acórdão que manteve a antecipação de tutela deferida monocraticamente. O pedido foi julgado improcedente, por meio de sentença proferida em 29/10/2012. Foi interposta Apelação em 12/11/2012 a qual teve o seu provimento negado em outubro de 2017. Foram opostos Embargos de Declaração pela Petrobras e pela União, que tiveram seu provimento negado. Foram interpostos recurso especial e extraordinário que aguardam análise de admissibilidade pelo Tribunal Regional Federal da 2ª Região. O STJ proveu o Agravo da Petrobras e conheceu e proveu seu Recurso Especial com base na nulidade processual do acórdão prolatado pelo TRF2 em seus embargos de declaração, opostos face ao acórdão que negou provimento à apelação da Companhia. O STJ determinou a baixa dos autos ao TRF2 para que aprecie a matéria referente a isenção dos tributos perseguidos nos autos da anulatória. Pende de julgamento no STJ do agravo interno da União contra a decisão que no agravo denegatório do seu recurso especial não deu seguimento a este último recurso. Após STJ acolher recurso especial e declarar a nulidade do acórdão que se recusou a analisar as omissões arguidas em sede embargos declaratórios opostos em face de acórdão que negou provimento ao recurso de apelação interposto pela Companhia, os autos retornaram ao TRF para

	novo julgamento do recurso de embargos declaratórios. Na aludida sessão, o TRF acolheu os embargos sem, contudo, imprimir-lhe efeito modificativo. A Petrobras aguarda a publicação do resultado dos embargos de declaração para avaliar ingresso de recurso especial, agora em face do mérito. Após a adoção das medidas legais cabíveis, pela impetração de Mandado de Segurança, a Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN acolheu o pleito da Companhia, dando provimento ao seu recurso para que fosse excluída da composição da dívida ativa o montante correspondendo à multa de ofício, com os respectivos reflexos sobre os juros de mora e o encargo legal, sob o entendimento de que o previsto no artigo 15 Lei nº. 14.689/2023 se aplica aos casos já julgados pelo CARF, pelo voto de qualidade, e ainda pendentes de apreciação do mérito pelo Tribunal Regional Federal, na data de sua publicação, como restou comprovado. O valor de exposição foi reduzido de R\$ 10.628.526.420,33 para R\$ 6.389.588.995,94, cuja redução representa a exclusão da multa de ofício, de forma definitiva.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença da anulatória julgou procedente o pleito da Companhia.
h. Estágio do processo	Após publicação do resultado dos embargos de declaração será avaliada interposição de Recurso Especial.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima, uma vez que será necessária a realização pela Companhia do desembolso de tal valor.
Observações	Este processo se refere a discussões quanto à incidência de tributos sobre afretamento.

4.4.0.2.3

Processo nº 5041791-25.2019.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	20/12/2013
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Cobrança de CIDE, relativa ao exercício de 2009, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de

embarcações. A Receita Federal desconsiderou o afretamento e reputou se tratar de uma importação de serviços.

Fase Processual: Ajuizada a execução fiscal pela Procuradoria Geral da Fazenda Nacional. Em 17/05/2024 foi publicado, no DOU nº. 95-A, Seção 3, edital veiculando a possibilidade de transação junto à União de débitos do contencioso administrativo ou judicial relacionados à discussão. Assim, a contingência de R\$ 2 bilhões foi baixada e o processo encerrado.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não houve.
h. Estágio do processo	Processo encerrado.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	
Observações	

4.4.0.2.4

Processo nº 16682.720836/2014-46

a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (“CARF”)
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	10/12/2014
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Cobrança de CIDE, relativa ao exercício de janeiro a dezembro de 2010, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações. A Receita Federal desconsiderou o afretamento e reputou se tratar de uma importação de serviços. <u>Fase Processual</u>: A impugnação foi julgada procedente em parte para reconhecer e corrigir erro material no lançamento, reduzindo o valor da CIDE referente ao mês de outubro de 2010, que havia sido lançada em duplicidade. Em julgamento realizado em 23/07/19 no CARF, a Turma, por voto de qualidade, negou provimento ao recurso voluntário da Companhia. Em 17/05/2024 foi publicado, no DOU nº. 95-A, Seção 3, edital veiculando a possibilidade de transação junto à União de débitos do contencioso administrativo ou judicial relacionados à discussão. Assim, a contingência

de R\$ 3 bilhões foi baixada e o processo encerrado.

g. Resumo das decisões de
mérito proferidas

h. Estágio do processo Processo extinto

i. Chance de perda

j. Motivo pelo qual o
processo é considerado relevante

k. Análise do impacto em caso de
perda do processo

Observações

4.4.0.2.5

Processo nº 16682.720837/2014-91	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	10/12/2014
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Cobrança de PIS/COFINS, relativos ao exercício de 2010, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações. A Receita Federal desconsiderou o afretamento e reputou se tratar de uma importação de serviços. <u>Fase Processual</u>: A impugnação foi julgada improcedente. Foi interposto recurso voluntário pela Companhia, julgado em 27/11/2018, tendo o CARF negado provimento, por maioria. Em 14/03/2023, foi negado provimento ao recurso especial interposto pela Companhia. Exaurida a esfera administrativa, foi ajuizada a respectiva execução fiscal, sendo ofertada em garantia capacidade de produção, nos termos do negócio jurídico processual celebrado com a Procuradoria Geral da Fazenda Nacional. Em 17/05/2024 foi publicado, no DOU nº. 95-A, Seção 3, edital veiculando a possibilidade de transação junto à União de débitos do contencioso administrativo ou judicial relacionados à discussão. Assim, a contingência de R\$ 3,5 bilhões foi baixada e o processo encerrado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	
h. Estágio do processo	Processo encerrado.
i. Chance de perda	
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	
Observações	

4.4.0.2.6

Processo nº 16682.723011/2015-64	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	23/12/2015
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Cobrança de CIDE, relativa ao exercício de 2011, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações. A Receita Federal desconsiderou o afretamento e reputou se tratar de uma importação de serviços. <u>Fase Processual</u>: Apresentada impugnação em 19/01/2016, a Delegacia Regional de Julgamento (“DRJ”) manteve a cobrança. Em 28/02/2017, a Petrobras apresentou recurso voluntário, julgado em 29/01/2019, tendo o CARF dado integral provimento. Em 27/03/2019, a União Federal apresentou Recurso Especial. Em 14/03/2023, o recurso da União foi julgado, com decisão desfavorável à Petrobras. Exaurida a esfera administrativa, foi ajuizada a respectiva execução fiscal. Em 17/05/2024 foi publicado, no DOU nº. 95-A, Seção 3, edital veiculando a possibilidade de transação junto à União de débitos do contencioso administrativo ou judicial relacionados à discussão. Assim, a contingência de R\$ 5 bilhões foi baixada e o processo encerrado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	
h. Estágio do processo	Processo encerrado.
i. Chance de perda	
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	
Observações	

4.4.0.2.7

Processo nº 16682.723012/2015-17/5055685-34.2020.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	31/08/2020
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Cobrança de PIS/COFINS, relativos ao exercício de 2011, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações. A Receita Federal desconsiderou o afretamento e reputou se tratar de uma importação de serviços. <u>Fase Processual</u>: Apresentada impugnação à Delegacia Regional de Julgamento (“DRJ”) manteve a cobrança pelos seus fundamentos. Em 28/02/2017, a Companhia apresentou recurso voluntário, ao qual CARF deu integral provimento. Em 27/03/2019, a União apresentou Recurso Especial, provido pelo CARF, por voto de qualidade. Ajuizada execução fiscal, a Petrobras se deu por citada, apresentou garantia e os embargos à execução, tendo sido proferida sentença favorável à Companhia. A União interpôs recurso de apelação em face do mérito da decisão e a Petrobras recorreu do valor dos honorários fixados. Em 17/05/2024 foi publicado, no DOU nº. 95-A, Seção 3, edital veiculando a possibilidade de transação junto à União de débitos do contencioso administrativo ou judicial relacionados à discussão. Assim, a contingência de R\$ 3,2 bilhões foi baixada e o processo encerrado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	
h. Estágio do processo	Processo extinto.
i. Chance de perda	
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	
Observações	

4.4.0.2.8

Processo nº 16682.722898/2016-54

a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (“CARF”)
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	02/01/2017
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Cobrança de CIDE, relativa ao exercício de 2012, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações. A Receita Federal desconsiderou o afretamento e reputou se tratar de uma importação de serviços. <u>Fase Processual</u>: A impugnação apresentada pela Companhia em 31/01/2017 foi julgada improcedente pela Delegacia Regional de Julgamento (“DRJ”). Contra esta decisão foi interposto recurso voluntário, julgado em 27/11/2018 no CARF, tendo sido dado parcial provimento apenas para excluir o IRRF da base de cálculo da CIDE. Em 17/05/2024 foi publicado, no DOU nº. 95-A, Seção 3, edital veiculando a possibilidade de transação junto à União de débitos do contencioso administrativo ou judicial relacionados à discussão. Assim, a contingência de R\$ 6,7 bilhões foi baixada e o processo encerrado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	
h. Estágio do processo	Processo encerrado.
i. Chance de perda	
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	
Observações	

4.4.0.2.9

Processo nº 16682.722899/2016-07/5055730-38.2020.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	31/08/2020
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Cobrança de PIS/COFINS, relativa ao exercício de 2012, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações. A Receita Federal desconsiderou o afretamento e reputou se tratar de uma importação de serviços. <u>Fase Processual</u>: A impugnação apresentada pela Companhia em 01/02/2017 foi julgada improcedente pela Delegacia Regional de Julgamento ("DRJ"). Contra esta decisão foi interposto recurso voluntário, julgado em 29/01/2019, tendo o CARF dado integral provimento. Em 27/03/2019, a União Federal apresentou Recurso Especial, por voto de qualidade, foi provido. Ajuizada execução fiscal. Em 17/05/2024 foi publicado, no DOU nº. 95-A, Seção 3, edital veiculando a possibilidade de transação junto à União de débitos do contencioso administrativo ou judicial relacionados à discussão. Assim, a contingência de R\$ 6,7 bilhões foi baixada e o processo encerrado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	
h. Estágio do processo	Processo encerrado.
i. Chance de perda	
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	
Observações	

4.4.0.2.10

Processo nº 16682.722012/2017-53/5087756-84.2023.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	14/12/2017
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Cobrança de CIDE, relativa ao exercício de 2013, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações. A Receita Federal desconsiderou o afretamento e reputou se tratar de uma importação de serviços. <u>Fase Processual</u>: A impugnação foi apresentada pela Companhia em 01/02/2018. Houve manutenção parcial do crédito tributário pela Delegacia Regional de Julgamento (“DRJ”) o que motivou a interposição de recurso voluntário pela Petrobras, o qual foi provido integralmente em 20/08/2019. Foi apresentado recurso especial pela Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, ao qual a Câmara Superior do CARF deu provimento em sessão de 14/03/2023. Ajuizada execução fiscal, a Petrobras opôs embargos à execução. Em 17/05/2024 foi publicado, no DOU nº. 95-A, Seção 3, edital veiculando a possibilidade de transação junto à União de débitos do contencioso administrativo ou judicial relacionados à discussão. Assim, a contingência de R\$ 7,9 bilhões foi baixada e o processo encerrado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	
h. Estágio do processo	Processo encerrado.
i. Chance de perda	
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	
Observações	

4.4.0.2.11

Processo nº 16682.722011/2017-17	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	14/12/2017
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Cobrança de PIS/COFINS, relativa ao exercício de 2013, sobre as remessas efetuadas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações. A Receita Federal desconsiderou o afretamento e reputou se tratar de uma importação de serviços. <u>Fase Processual</u>: A impugnação foi apresentada pela Companhia em 01/02/2018. Houve manutenção parcial do crédito tributário pela Delegacia Regional de Julgamento (“DRJ”) o que motivou a interposição de recurso voluntário. No CARF, a turma, por maioria, negou provimento ao recurso voluntário da Petrobras. Em face dessa decisão, foram opostos Embargos de Declaração, parcialmente providos. Foi interposto Recurso Especial, ao qual a Câmara Superior do CARF negou provimento. Exaurida a esfera administrativa, foi ajuizada a respectiva execução fiscal. Em 17/05/2024 foi publicado, no DOU nº. 95-A, Seção 3, edital veiculando a possibilidade de transação junto à União de débitos do contencioso administrativo ou judicial relacionados à discussão. Assim, a contingência de R\$ 8 bilhões foi baixada e o processo encerrado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	
h. Estágio do processo	Processo encerrado.
i. Chance de perda	
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	
Observações	

4.4.0.2.12

Processo nº 16682.721161/2011-18/5057957-98.2020.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região

b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	08/09/2020
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.937.633.805,19
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Falta de recolhimento de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (“IRPJ”) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”). O principal argumento da fiscalização é a suposta vedação da dedução de diversas despesas incorridas pela Companhia com a Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social. A Companhia entende que tais despesas são necessárias e relacionadas com as suas atividades, motivo pelo qual seriam dedutíveis. <u>Fase Processual</u>: Defesa administrativa foi julgada parcialmente procedente e, em relação à parte improcedente, foi protocolado recurso voluntário em 23/05/2012. Após o retorno da diligência realizada, o CARF deu parcial provimento ao recurso voluntário da Companhia e ao recurso de ofício da Fazenda Nacional. Após a oposição de Embargos de Declaração, a Petrobras interpôs recurso especial, ao qual foi negado seguimento. Negado seguimento ao agravo, parte do crédito foi constituído definitivamente e a União ajuizou execução fiscal (processo nº. 5057957-98.2020.4.02.5101). A Petrobras apresentou embargos que foram julgados totalmente improcedentes. Foi interposto recurso de apelação que pende de julgamento no TRF2.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Houve decisão desfavorável em sede de recurso especial na Câmara Superior do CARF e sentença de improcedência nos embargos à execução.
h. Estágio do processo	Aguarda-se prolação de sentença e julgamento de agravo interno em sede de recurso extraordinário.
i. Chance de perda	Possível: R\$ 846.319.344,65 Provável: R\$ 3.133.336,20
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

Processo nº 0214816-38.2017.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	26/10/2017
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.382.816.730,92
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Falta de recolhimento de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (“IRPJ”) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”). O principal argumento da fiscalização é a tributação dos lucros auferidos por empresas estrangeiras coligadas/controladas quando da sua contabilização na matriz sediada no Brasil. A Companhia alega, em sua defesa, não ser possível a tributação dos lucros auferidos por empresas sediadas em países amparados por tratados contra a dupla tributação da renda, como é o caso da Holanda. <u>Fase Processual</u>: Exaurida a esfera administrativa, acompanhada pelo processo nº 16682721507201331, em agosto de 2017. Em 26/11/2017 foi ajuizada a execução fiscal. Apresentados embargos à execução pela Petrobras que foram julgados procedentes. Interposto recurso de apelação pela União Federal, improvido no mérito e provido com relação aos honorários. A União interpôs recurso especial e extraordinário, aos quais foram ofertadas contrarrazões da Petrobras. Tais recursos ainda pendem de julgamento.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Embargos à execução da Petrobras julgados procedentes, tendo a apelação da União sido julgada procedente somente em relação aos honorários.
h. Estágio do processo	Aguarda-se julgamento acerca do agravo em recurso especial interposto pela União, ao qual foi negado seguimento.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

Processo nº 5039620-32.2018.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	22/11/2018
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.621.920.293,41
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Falta de recolhimento de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (“IRPJ”) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”). O principal argumento da fiscalização é a tributação dos lucros auferidos por empresas estrangeiras coligadas/controladas quando da sua contabilização na matriz sediada no Brasil. A Companhia alega, em sua defesa, não ser possível a tributação dos lucros auferidos por empresas sediadas em países amparados por tratados contra a dupla tributação da renda, como é o caso da Holanda. <u>Fase Processual</u>: Exaurida a esfera administrativa. Foi ajuizada a execução fiscal, distribuída para a 6ª Vara Federal de Execuções Fiscais sob o número 5039620-32.2018.4.02.5101 e garantido o débito Opostos embargos à execução que foi julgado desfavoravelmente à Companhia. Aguarda-se o julgamento de recurso de apelação.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Improcedência dos Embargos de à Execução.
h. Estágio do processo	Aguarda-se julgamento da apelação da Companhia.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

Processo nº 5092162-51.2023.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	05/12/2016
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 3.343.662.899,19
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Falta de recolhimento de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (“IRPJ”) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”). O principal argumento da fiscalização é a tributação dos lucros auferidos por empresas estrangeiras coligadas/controladas quando da sua contabilização na matriz sediada no Brasil. A Companhia alega, em sua defesa, não ser possível a tributação dos lucros auferidos por empresas sediadas em países amparados por tratados contra a dupla tributação da renda, como é o caso da Holanda. <u>Fase Processual</u>: Finda a esfera administrativa, foi ajuizada e garantida a execução fiscal, e opostos embargos à execução.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Recurso voluntário da Companhia parcialmente procedente. Recurso especial e embargos de declaração improvidos.
h. Estágio do processo	Aguardando prolação de sentença.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

Processo nº 0030327-60.2017.4.02.5101 / 0168886- 31.2016.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	16/03/2017
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.088.479.208,34
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Falta de recolhimento de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (“IRPJ”) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”). O principal argumento da fiscalização é a tributação dos lucros auferidos por empresas estrangeiras coligadas/controladas quando da sua contabilização na matriz sediada no Brasil. A Companhia alega, em sua defesa, não ser possível a tributação dos lucros auferidos por empresas sediadas em países amparados por tratados contra a dupla tributação da renda, como é o caso da Holanda. <u>Fase Processual</u>: A Execução Fiscal se encontra suspensa até o julgamento da ação anulatória nº 0168886-31.2016.4.02.5101, ajuizada pela empresa com o intuito de obter antecipação de tutela para suspender a exigibilidade do crédito tributário e, posteriormente, declarar a nulidade dos lançamentos de IRPJ e CSLL cobrados. A ação anulatória foi julgada improcedente em primeiro grau, tendo sido interposta Apelação, que confirmou sentença. O TRF2 negou provimento ao recurso da Companhia mantendo, assim, o valor exigido pelo auto de infração. Foram opostos embargos de declaração. Após o julgamento será avaliada a interposição de recurso especial e extraordinário.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de improcedência na ação anulatória. Acórdão que negou provimento ao recurso da Companhia, mantendo sentença de improcedência.
h. Estágio do processo	Aguarda-se julgamento de embargos de declaração para avaliação quanto a interposição de recursos especial e extraordinário.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

Processo nº 16682.721067/2014-01/5035134-04.2018.4.02.5101/5028107-67.2018.4.02.5101

a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	14/01/2015 / 30/10/2018
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.393.429.472,17
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Falta de recolhimento de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (“IRPJ”) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”). O principal argumento da fiscalização é a tributação dos lucros auferidos por empresas estrangeiras coligadas/controladas quando da sua contabilização na matriz sediada no Brasil. A Companhia alega, em sua defesa, não ser possível a tributação dos lucros auferidos por empresas sediadas em países amparados por tratados contra a dupla tributação da renda, como é o caso da Holanda. <u>Fase Processual</u>: Em função de desmembramento na esfera administrativa, o processo administrativo em questão originou duas execuções fiscais, ambas objeto de Embargos à Execução da Petrobras. Tais Embargos tiveram sentença desfavorável à Companhia e apelações da Petrobras, ainda pendentes de julgamento no TRF2.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Embargos à Execução julgados improcedentes.
h. Estágio do processo	Aguardando julgamento da apelação no TRF2.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

Processo nº 16682.721530/2015-98	
a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	01/06/2016
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.641.644.680,21
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Fundada em um único relatório de verificação, a Receita Federal do Brasil (RFB) entendeu por não homologar 40 Declarações de Compensação (DCOMP), as quais representam indébitos de PIS e COFINS provenientes de apurações realizadas entre junho de 2010 a dezembro de 2011. <u>Fase Processual</u>: Após a Delegacia Regional rejeitar sua impugnação, a Companhia interpôs Recurso Voluntário com decisão desfavorável. Negado seguimento ao recurso especial administrativo da Petrobras. Aguarda intimação para interposição de agravo. A expectativa foi alterada de possível para remota em razão do julgamento favorável à Companhia do processo nº. 16682.72.30/201-39, o qual possuía o mesmo fundamento de defesa.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Recurso voluntário e especial com decisões desfavoráveis.
h. Estágio do processo	Aguardando intimação para interposição de agravo para remessa do recurso especial ao CARF.
i. Chance de perda	Remota.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.
Observações	Este processo pertence à família que cuida das compensações não homologadas. Impõe-se também destacar que para cada DCOMP não homologada a RFB lavrou Autos de Infração para exigir a multa constante do §17º do artigo 74 da Lei 9.430/96, todos em fase de discussão administrativa.

Processo nº 0023982-83.2014.4.02.5101	
a. Juízo	22ª Vara Federal
b. Instância	2ª instância - TRF da 2ª Região
c. Data de instauração	05/09/2013
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras Réu: União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.697.533.771,66
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Cobrança de CIDE - Combustíveis incidente, no período de março de 2002 a outubro de 2003, sobre vendas de derivados de petróleo, efetuadas sem o recolhimento de CIDE, em obediência a ordens judiciais obtidas por Distribuidoras e Postos de Combustíveis. <u>Fase Processual</u>: Na esfera administrativa, o lançamento foi julgado procedente pela 1ª instância, recebida a intimação em 20/07/2007. A Companhia interpôs Recurso Voluntário, ao qual o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais ("CARF") negou provimento em sessão de 28/02/2011. Foram opostos embargos de declaração com o fim de sanar omissões e prequestionar a matéria em 07/11/2011. Os embargos foram rejeitados em 26 de fevereiro de 2013. Foi interposto recurso especial, em 08/05/2013, o qual foi recebido pelo CARF apenas em relação aos juros e a multa, o que gerou desmembramento do lançamento, e necessidade de judicializar a questão quanto ao principal, por meio de ação anulatória. Foi proferida sentença desfavorável contra a qual a Companhia apresentou o recurso de apelação, que teve o seu provimento negado, motivando a interposição de recurso especial e extraordinário. Foi indeferido o efeito suspensivo ao recurso especial e negado seguimento ao recurso especial e extraordinário, o que motivou a interposição de agravo, bem como a solicitação junto ao STJ de tutela provisória para evitar a liquidação da garantia ofertada, o que foi objeto de deferimento em janeiro de 2019. No STJ foi cassada a medida concedida que suspendia a exigibilidade das execuções fiscais. Pende de apreciação junto ao STJ embargos de divergência da Petrobras.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Esfera administrativa encerrada com desfecho desfavorável à Companhia. Aguarda-se julgamento de embargos de divergência.
h. Estágio do processo	Pende de apreciação junto ao STJ embargos de divergência da Petrobras.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item "e" acima.

Observações	O processo administrativo nº 18471000278200781 foi extinto. Foi proposta a execução fiscal nº 010273520.2015.4.02.5101, que tramita perante a 7ª Vara de Execuções Fiscais, que cobra (i) multa; e (ii) juros sobre o principal e sobre a multa; bem como é objeto, em parte da anulatória, nº 0506305-46.2015.4.02.5101, que tramita perante a 23ª Vara Federal. Em relação a esse débito remanescente, a execução fiscal encontra-se garantida e suspensa. Aguarda-se o julgamento da ação anulatória. O valor da exposição é o somatório dos dois processos (discussão dos juros sobre o principal e sobre a multa, além da multa e o principal).

4.4.0.2.20

Processo nº 0437748-37.2016.8.19.0001	
a. Juízo	Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	27/12/2016
d. Partes do Processo	Autor: Estado do Rio de Janeiro Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.675.996.575,43
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de execução fiscal de crédito tributário constituído por meio do auto de infração 03.459095-0. A cobrança teve por fundamento a glosa de créditos de ICMS utilizados ao longo dos anos de 2010 a 2013. A autoridade fazendária entendeu que a Petrobras deveria ter considerado as operações interestaduais realizadas pelas Distribuidoras que adquiriram combustíveis derivados de petróleo de suas Refinarias como operações isentas ou não tributadas para fins de cálculo do percentual a ser estornado de créditos de ICMS em cada período de competência. <u>Fase processual</u>: Após o recebimento da citação, a execução foi garantida, e dentro do prazo legal de 30 dias foram oferecidos embargos à execução (processo nº 0043239-56.2017.8.19.0001). Proferida sentença que julgou improcedente o pedido da Petrobras.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de improcedência dos embargos à execução.
h. Estágio do processo	Aguarda julgamento de recurso de apelação da Companhia.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.2.21

Processo nº 0437747-52.2016.8.19.0001	
a. Juízo	Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro.
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	27/12/2016
d. Partes do Processo	Autor: Estado do Rio de Janeiro Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.665.063.152,10
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de execução fiscal de crédito tributário constituído por meio do auto de infração 03.468937-2. A cobrança teve por fundamento a glosa de créditos de ICMS utilizados ao longo dos anos de 2010 a 2013. A autoridade fazendária entendeu que a Petrobras deveria ter considerado as operações interestaduais realizadas pelas Distribuidoras que adquiriram combustíveis derivados de petróleo de suas Refinarias como operações isentas ou não tributadas para fins de cálculo do percentual a ser estornado de créditos de ICMS em cada período de competência. <u>Fase processual</u>: Após o recebimento da citação, a execução foi garantida, e dentro do prazo legal de 30 dias foram oferecidos embargos à execução (processo nº 0043111-36.2017.8.19.0001), ainda pendentes de sentença.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não houve decisão de mérito.
h. Estágio do processo	Aguarda-se a finalização de perícia para posterior sentença.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

4.3.0.2.22

Processo nº 0000689-55.2009.8.08.0026	
a. Juízo	Tribunal de Justiça do Espírito Santo
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	19/10/2009
d. Partes do Processo	Autor: Município de Itapemirim Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 3.039.930,90
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : ISS <i>offshore</i> - cobrança de ISS sobre serviços prestados em águas marítimas. <u>Fase processual</u> : Sentença proferida em 1ª instância que anulou o auto de infração, reputando indevida a cobrança do ISS pelo município de Itapemirim por não ser ele o local da sede da empresa prestadora. Interposto recurso de apelação pelo Município ao qual foi negado provimento. Aguarda-se julgamento de agravo interposto pela Fazenda Municipal contra despacho que negou seguimento ao seu recurso especial.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença e apelação favoráveis à Companhia.
h. Estágio do processo	Aguarda-se julgamento da admissibilidade do recurso interposto pela Fazenda Municipal.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.2.23

Processo nº 0005737-70.2015.8.19.0028	
a. Juízo	Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	13/05/2015
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras Réu: Estado do Rio de Janeiro
e. Valores, bens ou direitos	R\$ 4.253.191.255,43

envolvidos

f. Principais fatos

Objeto: Trata-se de Ação Anulatória que objetiva a desconstituição do crédito tributário que teve por origem o auto de infração nº 03.285579-3 e nº 04.009372-6. A autuação tem como fundamento a transferência de Líquido de Gás Natural (LGN) do Terminal de Cabiúnas, no município de Macaé, para a Refinaria Duque de Caxias (REDUC) sob o fundamento de que a transferência do LGN de Cabiúnas para a REDUC se deu por intermédio de notas fiscais emitidas sob a denominação de “petróleo mistura”, sem o destaque do ICMS.

Fase processual: A ação foi julgada procedente em sua maior parte, remanescendo somente discussão quanto à aplicação de multa de 400 UFIRs. A Companhia opôs embargos de declaração.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas

Sentença favorável à Petrobras.

h. Estágio do processo

Aguarda-se julgamento de embargos de declaração com relação à multa aplicada.

i. Chance de perda

Remota

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante

Critério econômico-financeiro.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo

Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.2.24

Processo E-04/058/000985/2011

a. Juízo

Conselho de Contribuintes do Estado do Rio de Janeiro

b. Instância

Administrativa

c. Data de instauração

12/12/2011

d. Partes do Processo

Autor: Estado do Rio de Janeiro

Réu: Petrobras

e. Valores, bens ou direitos envolvidos

R\$ 0,00

f. Principais fatos

Objeto: A cobrança teve origem na nota de lançamento ICMS nº 51001098, lavrada devido ao julgamento de inconstitucionalidade do §5º do artigo 14 da Lei estadual nº 2657/96, acrescido pelo artigo 12 da Lei nº 4.181/2003, regulamentado pelo Decreto estadual nº 36454/2004, que reduzia a alíquota do ICMS do querosene de aviação de 15% para 3%, na Ação Direta de Inconstitucionalidade 3674/RJ. Declarada a inconstitucionalidade, a nota de lançamento é para exigir a diferença (15%-3%=12%) sobre as operações pretéritas de fornecimento do combustível.

Fase processual: Defesa administrativa ainda pendente de julgamento. O Convênio ICMS 190/17, conjuntamente com a Portaria SER nº. 172/2018 e Lei estadual nº. 8.481/2019, autorizaram a remissão e anistia dos créditos tributários do ICMS, desde que satisfeitos determinados requisitos, dentre os quais a desistência dos processos administrativos. Nessa linha, foi apresentada petição de desistência do referido processo administrativo. Aguarda-se o reconhecimento da extinção do débito pela SEFAZ, tendo em vista a remissão e anistia tributárias. Reconhecida, em março de 2024, a remissão concedida à Companhia, o débito de R\$ 1,7 bilhões foi baixado.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas

h. Estágio do processo Processo encerrado.

i. Chance de perda

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante

k. Análise do impacto em caso de perda do processo

4.4.0.2.25

Processo nº 16682.722511/2015-89

a. Juízo Tribunal Regional Federal - 2ª Região

b. Instância Judicial

c. Data de instauração 08/08/2017

d. Partes do Processo Autor: União Federal
Réu: Petrobras

e. Valores, bens ou direitos envolvidos R\$ 1.717.001.871,87

f. Principais fatos Objeto: Trata-se de auto de infração lavrado para a cobrança da diferença de IRPJ e CSLL, apuradas no ano-calendário de 2012, pela não adição dos lucros auferidos por empresas estrangeiras coligadas/controladas quando da sua contabilização na matriz sediada no Brasil. A Companhia alega, em sua defesa, não ser possível a tributação dos lucros auferidos por empresas sediadas em países amparados por tratados contra a dupla tributação da renda, como é o caso da Holanda.

Fase Processual: Auto de infração recebido em 08/08/2017. Apresentada defesa no prazo legal, que não foi acolhida. Em julgamento realizado em 22/01/2019, o CARF negou provimento ao recurso. Os Embargos de Declaração foram acolhidos e foi interposto recurso especial. O recurso especial da Companhia foi improvido, pelo voto de qualidade. Encerrada a fase administrativa, foi ajuizada ação anulatória, que está em fase de produção de provas.

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Recurso voluntário julgado improcedente e recurso especial improvido.
h. estágio do processo	Aguarda-se produção de provas e julgamento de primeira instância judicial.
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.26

Processo nº 5034612-64.2024.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	30/11/2018
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 6.701.581.231,26
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de auto de infração lavrado para a cobrança da diferença de IRPJ e CSLL, apuradas nos anos-calendários de 2013 e 2014, pela não adição dos lucros auferidos por empresas estrangeiras coligadas/controladas quando da sua contabilização na matriz sediada no Brasil. A Companhia alega, em sua defesa, não ser possível a tributação dos lucros auferidos por empresas sediadas em países amparados por tratados contra a dupla tributação da renda, como é o caso da Holanda. <u>Fase Processual:</u> Encerrada a fase administrativa foi ajuizada ação anulatória e apresentados embargos à execução após garantia ofertada nos termos do negócio jurídico processual firmado com a PGFN. Embargos à Execução julgado improcedente. Será interposto recurso de apelação.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Recurso voluntário da Petrobras julgado procedente no CARF. Recurso especial interposto pela Fazenda Nacional, provido. Sentença dos Embargos à Execução de improcedência.
h. estágio do processo	Será interposto recurso de apelação.
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante

perda do processo	para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.27

Processo n° E-04/211/000363/2018	
a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado do Rio de Janeiro
b. Instância	Administrativo
c. Data de instauração	27/11/2018
d. Partes do Processo	Autor: estado do Rio de Janeiro (SEFAZ-RJ) Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.676.929.909,34
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Apesar da Companhia ter emitido notas fiscais de transferência sem destaque de ICMS entre os seus estabelecimentos, acobertada por regime especial que autorizava tal procedimento, a SEFAZ entendeu que teria havido descumprimento do regime especial com base na seguinte tese: o regime especial permitia a transferência de bens sem destaque de ICMS, contudo não permitia que suas cláusulas gerassem redução da arrecadação do tributo. Nessa esteira de raciocínio, conclui que se as notas fiscais de transferência tivessem sido emitidas com destaque de ICMS, o estabelecimento centralizador teria apurado uma base maior de créditos, e em consequência teria levado uma parcela maior de créditos à estorno, com base no fator dos estornos serem apurados mensalmente. Nessa linha, a SEFAZ RJ lavrou auto de infração da diferença do que foi estornado e do que teria sido estornado, caso as notas de transferências tivessem destaque de ICMS. <u>Fase processual</u>: Decisão administrativa desfavorável. Foi apresentado recurso, ainda pendente de julgamento. A pedido do Relator do Conselho de Contribuintes, os autos foram baixados em diligência.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de primeira instância desfavorável à Companhia.
h. estágio do processo	Aguarda-se decisão do recurso voluntário apresentado.
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo, uma vez que será necessária a realização pela Companhia de desembolso desse expressivo valor, com atualização.

4.4.0.2.28

Processo nº 0009222-29.2010.8.08.0006	
a. Juízo	Tribunal de Justiça do Espírito Santo
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	30/12/2010
d. Partes do Processo	Autor: Município de Aracruz Réu: Petróleo Brasileiro S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.343.800.557,72
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : ISS <i>offshore</i> - cobrança de ISS sobre serviços prestados em águas marítimas. <u>Fase processual</u> : Trata-se de execução fiscal, que tem por objeto autos de infração lavrados pelo município de Aracruz pretendendo cobrança de ISS. A discussão foi precedida de ação anulatória (0006418-79.2011.8.16.0028), em Macaé, em que foi deferida liminar para suspensão de todos os processos administrativos e execuções fiscais. No entanto, o juízo de Aracruz, em nova decisão, avocou Ação Anulatória proposta pela PETROBRAS em relação ao Município de Aracruz, ajuizada em Macaé, em razão da conexão. A Execução Fiscal está suspensa até decisão sobre o conflito de competência.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisões de mérito
h. estágio do processo	Aguardando decisão acerca do conflito de competência
i. Chance de perda	Remota
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.

4.4.0.2.29

Processo nº 5093813-84.2024.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal - 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	30/01/2018
d. Partes do Processo	Autor: União Federal

	Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.976.212.295,38
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de autuação fiscal cujo objeto é a cobrança de contribuições previdenciárias sobre o pagamento de abonos e gratificações. <u>Fase processual</u>: Encerrada a fase administrativa com decisão desfavorável à Companhia foi ajuizada execução fiscal. O processo nº 16682.722211/2017 foi desmembrado nos processos nº 16682.720953/2020 e 16682.720956/2020-91 para a cobrança de parte dos créditos tributários, constituídos em definitivo na esfera administrativa, referente à gratificação gerencial, prêmios e contribuição adicional ao GILRAT em razão do uso do FAP de 1,00. Ajuizada a execução fiscal sob o nº 5075490-70.2020.4.02.5101 (AI-408/2020 e AI-409/2020), foram interpostos embargos à execução (em discussão), recebidos no efeito suspensivo. Em relação ao remanescente do PAF nº16682.722211/2017 (AI-AI-410/2020 e AI/62/2018), uma vez encerrada a esfera administrativa, foi ajuizada a execução fiscal nº 5093813-84.2024.4.02.5101, sendo interpostos embargos à execução recebidos com efeito suspensivo.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Houve desfecho da esfera administrativa de forma desfavorável à Companhia.
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento de Embargos à Execução.
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido.

4.4.0.2.30

Processo nº 4.046.033-2	
a. Juízo	Tribunal de Impostos e Taxas - São Paulo
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	26/08/2014
d. Partes do Processo	Autor: Estado de São Paulo Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.234.027.998,12
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de auto de infração que tem como objeto a cobrança de ICMS, em operações com biodiesel B100.

	<u>Fase processual</u> : Aguarda-se julgamento de recurso ordinário.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não houve decisão de mérito.
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento do recurso ordinário.
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido.

4.4.0.2.31

Processo nº.1006772-50.2023.8.11.0041	
a. Juízo	Tribunal de Justiça do Estado do Mato Grosso
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	05/06/2017
d. Partes do Processo	Autor: Estado do Mato Grosso Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.438.172.591,42
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de auto de infração lavrado pelo estado do Mato Grosso cobrando FETHAB (Fundo Estadual de Transporte e Habitação), nos meses de 01/2013, 03/2014 e 10/2015, sobre operações de importação de gás destinados a geração de energia termoelétrica na UTE Cuiabá. Além do tributo, a receita estadual aplicou multa de 100% sobre o valor do FETHAB supostamente devido ao Estado. <u>Fase processual</u> : Decisão administrativa definitiva parcialmente favorável para reduzir a multa aplicada, de 100% para 60% do valor do tributo. Ajuizada anulatória para afastamento do crédito, tendo sido obtida tutela antecipada para fins de suspensão da exigibilidade.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão definitiva administrativa parcialmente favorável para reduzir a multa de 100 para 60% do valor do tributo.
h. estágio do processo	Ajuizada anulatória, obtida suspensão da exigibilidade do crédito tributário.
i. Chance de perda	Remota
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo, uma vez que será necessária a realização pela Companhia de

desembolso desse expressivo valor, com atualização.

4.4.0.2.32

Processo nº 16682.721354/2021-32	
a. Juízo	CARF - Conselho Administrativo de Recurso Fiscal
b. Instância	administrativa
c. Data de instauração	30/11/2021
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.752.600.237,93
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de auto de infração visando a constituição de cobrança de IRPJ e CSLL. Embora a Fiscalização tenha anuído com o método de controle dos preços de transferência adotado pela PETROBRAS, considerou que o ajuste de similaridade foi insuficiente, motivo pelo qual, ao realizar novo ajuste, alterou o preço parâmetro adotado pela Companhia, de modo que as despesas com a importação dos direitos de uso das plataformas, objeto dos contratos de afretamento firmados com partes relacionadas, passaram a ser superiores ao preço parâmetro ajustado, o que gerou a reapuração de ofício das bases de cálculo do IRPJ e da CSLL, mediante adição da parcela dessas despesas de importação, no montante de R\$ 3.946.762.574,85. Em consequência, a Fiscalização procedeu a reversão das bases de cálculo negativas, apuradas pela PETROBRAS no ano de 20216, e à exigência de ofício do IRPJ e da CSLL, acrescidos de multa de 75% e juros de mora. <u>Fase Processual</u>: Dado provimento ao recurso voluntário da Petrobras.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Impugnação julgada improcedente. Provido recurso voluntário da Companhia.
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento de recurso especial pela Fazenda Nacional.
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.33

Processo nº 16682.721149/2021-77	
a. Juízo	CARF - Conselho Administrativo de Recurso Fiscal

b. Instância	administrativa
c. Data de instauração	05/12/2021
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.762.138.919,58
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de procedimento administrativo que tem como objeto dois autos de infração para cobrança de PIS e COFINS do período de janeiro a dezembro de 2017, apurados pela Receita Federal em valores maiores que os declarados e recolhidos pela Companhia, acrescidos de multa de ofício, na alíquota de 75% prevista no inciso I, do artigo 44, da Lei nº. 9.430/1996, e juros de mora calculados pela Taxa SELIC, na forma do §3º, do artigo 61, da Lei nº. 9.430/1996 <u>Fase Processual</u>: A Companhia foi intimada, em 02/09/2022, do acórdão da DRJ (primeira instância administrativa), que julgou parcialmente procedente a impugnação aos autos de infração, revertendo a glosa de determinadas despesas com projetos, reajustando os valores lançados, os quais devem ser acrescidos dos encargos legais cabíveis. Em 29/09/2022, a Companhia interpôs recurso voluntário em relação à parte sucumbente do julgamento. O processo seguiu para o CARF (segunda instância administrativa) para o julgamento do recurso voluntário e também para a revisão do julgamento na parte favorável ao contribuinte, nos termos do art. 34 do Decreto nº 70.235/72. O recurso de ofício não foi conhecido e foi dado parcial provimento ao recurso voluntário da Companhia.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de primeira e segunda instância administrativa parcialmente procedente.
h. estágio do processo	Aguarda-se processamento quanto admissibilidade do recurso especial interposto pela Fazenda.
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.34

Processo nº 1005252-04.2020.4.01.3200	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal da 1ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	26/01/2018
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras Réu: União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 15.031.137.727,89
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de ação de repetição de indébito em que se pleiteia o reconhecimento e declaração da não incidência de PIS e COFINS sobre as operações de vendas realizadas pelos estabelecimentos da PETROBRAS situados na Zona Franca de Manaus a outras pessoas jurídicas também lá localizadas, com a consequente restituição dos valores recolhidos indevidamente a partir de setembro de 2012, sob o argumento de que a remessa de mercadorias a Zona Franca é equiparada à exportação, à luz da interpretação da jurisprudência, do DL 288/67 e da própria CF/88. <u>Fase Processual</u>: Proferida sentença desfavorável à Petrobras, ao argumento de que o artigo 37 do DL 288/67 afastaria a aplicação da norma que equipara a remessa de mercadoria à Zona Franca a uma exportação. Interposto recurso de apelação que pende de julgamento no TRF1.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença desfavorável à Companhia.
h. estágio do processo	Aguardando julgamento da apelação.
i. Chance de ganho	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia

4.4.0.2.35

Processo nº 16682.720336/2023-03	
a. Juízo	DRJ - Delegacia Regional de Julgamento
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	05/04/2022
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras

e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 15.835.429.343,00
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de procedimento fiscal que cuida dos pedidos de compensação decorrentes do trânsito em julgado de ação judicial que reconheceu indébito relativo à exclusão do ICMS da base da COFINS. Foi proferido um despacho decisório único para todas as DCOMP's decorrentes do indébito. A expectativa foi classificada como Perda Remota em razão da robustez das provas apresentadas nos pedidos de compensação. <u>Fase Processual:</u> Processo administrativo na Delegacia de Julgamento (DRJ) para fins de processamento e julgamento da manifestação de inconformidade.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Aguardando julgamento da manifestação de inconformidade.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.36

Processo nº 10730-726.286/2022-80	
a. Juízo	DRJ - Delegacia Regional de Julgamento
b. Instância	administrativa
c. Data de instauração	28/04/2022
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petro Rio S/A e Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 15.089.207.879,85
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil em face da empresa Petro Rio S/A por supostas infrações na importação do FPSO FRADE e seus acessórios sob o regime do REPETRO, ensejando a cobrança de tributos aduaneiros (PIS/COFINS-IMPORTAÇÃO, II) e multas. A Petrobras foi tida como responsável solidária no auto de infração, tendo em vista que, no período da importação, era consorciada da PetroRio S/A, líder do consórcio. <u>Fase Processual:</u> Decisão administrativa de 1ª instância favorável à Petrobras. O recurso da União foi acolhido pelo CARF para declarar a nulidade do acórdão proferido pela DRJ. Embargos de Declaração da

	Petrobras improvidos. Avaliando interposição de recurso especial.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Aguardando interposição de recursos especiais das partes em face de decisão do CARF ou baixa para DRJ, para novo julgamento.
i. Chance de perda	Remoto
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.37

Auto de Infração nº 2999040008/22-0	
a. Juízo	CONSEF - Conselho de Fazenda Estadual
b. Instância	administrativa
c. Data de instauração	23/12/2022
d. Partes do Processo	Autor: Estado da Bahia Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.204.025.190,67
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de autuação pela qual a SEFAZ/BA imputa à PETROBRAS quatro infrações fiscais correlatas à pretensa falta de recolhimento de ICMS próprio e por substituição tributária, bem como na saída para exportação, em operações envolvendo gasolina, em função de supostas saídas de mercadorias que entende não-contabilizadas. <u>Fase Processual</u> : Foi apresentada impugnação pela Petrobras, parcialmente favorável para reduzir o valor histórico. Referida decisão foi à reexame necessário. A Companhia apresentou recurso.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de 1ª instância administrativa reduziu valor histórico autuado.
h. estágio do processo	Aguardando julgamento de reexame necessário e recurso da Petrobras.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.38

Processo nº 16682.720857/2022-71	
a. Juízo	DRJ - Delegacia Regional de Julgamento
b. Instância	administrativa
c. Data de instauração	13/09/2022
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 3.249.912.548,17
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de autos de infração para a cobrança de PIS e COFINS do período de janeiro a dezembro de 2018, apurados pela Receita Federal em valores maiores do que os declarados e recolhidos pela Companhia, acrescidos de multa de ofício e juros de mora. <u>Fase Processual</u> : Foi dado parcial provimento à impugnação apresentada pela Petrobras. O CARF, por unanimidade, rejeitou a preliminar de nulidade para, no mérito, dar parcial provimento ao recurso voluntário. Decisão ainda pendente de intimação para adoção das medidas cabíveis em face da parte que não foi acolhida
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de 1ª instância administrativa parcialmente favorável.
h. estágio do processo	Aguardando intimação da decisão do CARF para adoção das medidas cabíveis.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.39

Processo nº 5013093-67.2023.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal da 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	06/12/2022
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 6.607.430.826,48
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de auto de infração recebido pela Companhia que tem como objeto a cobrança de contribuições sociais para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), decorrentes da transação tributária prevista no artigo 3º da Lei 13.586/2017. A RFB entende que dessa transação resultou para a Petrobras receita passível de exigência das contribuições. <u>Fase Processual</u> : Embargos à execução julgados procedentes. Aguarda-se interposição de recurso da União.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de primeira instância judicial favorável à Petrobras.
h. estágio do processo	Aguarda-se interposição de recurso da União .
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.40

Processo nº 16682.721.013/2023-29	
a. Juízo	DRJ - Delegacia Regional de Julgamento
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	21/12/2023
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 5.347.105.947,19

f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Tratam-se de autos de infração para a cobrança de PIS e COFINS relativos aos fatos geradores de janeiro a dezembro de 2019, cujos recolhimentos feitos pela Companhia não foram suficientes para quitar os saldos devedores, depois de a fiscalização tributária glosar de suas operações a exclusão das receitas dos programas de anistias estaduais e os seguintes créditos tomados: afretamento de aeronaves e embarcações, <i>ship or pay</i>, despesas com paradas programadas, despesas portuárias, créditos extemporâneos de importação e de despesas e benfeitorias em bens de terceiros. <u>Fase Processual</u>: Apresentada impugnação o processo baixou para a DEMAC/RJ para realização de diligência fiscal.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Em fase de realização de diligência.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.41

Processo nº 16682.721277/2023-82	
a. Juízo	CARF - Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
b. Instância	administrativa
c. Data de instauração	30/10/2023
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.480.204.317,34
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de auto de infração lavrado pela Receita Federal, que tem como objeto a cobrança de IRPJ e CSLL, relativos ao ano de 2018, por descumprimento de legislação relativa à apuração dos preços de transferência no que concerne às operações de importação de plataformas novas de produção de petróleo e gás natural realizadas pela Companhia. <u>Fase Processual</u>: Pendente de julgamento, pelo CARF, do recurso voluntário da Petrobras e do recurso de ofício em face do acórdão que julgou parcialmente procedente a impugnação da Companhia.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de primeira instância administrativa parcialmente favorável à Petrobras.

h. estágio do processo	Aguarda decisão do recurso voluntário da Petrobras e de ofício.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.42

Processo nº 040037/000285/2023	
a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado do Rio de Janeiro
b. Instância	administrativa
c. Data de instauração	30/11/2023
d. Partes do Processo	Autor: Estado do Rio de Janeiro Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.789.304.053,81
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de auto de infração lavrado pelo Estado do Rio de Janeiro, cobrando ICMS sobre a parcela do óleo extraído, no contexto do contrato de partilha, referente ao excedente transferido para a União. <u>Fase Processual</u> : Pendente de julgamento de recurso voluntário interposto pela Companhia.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de primeira instância administrativa desfavorável.
h. estágio do processo	Aguarda julgamento de recurso voluntário da Companhia.
i. Chance de perda	Remoto
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.43

Processo nº 2999040008/23-9	
a. Juízo	CONSEF - Conselho de Fazenda Estadual
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	15/08/2023
d. Partes do Processo	Autor: Estado da Bahia Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.245.035.411,66
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de auto de infração que tem como objeto a cobrança de ICMS próprio e por substituição tributária, em operações envolvendo gasolina, em relação ao exercício de 2019, em função de supostas saídas de mercadorias que entende não contabilizadas, apuradas mediante levantamento quantitativo de estoques por exercício fechado. <u>Fase Processual</u> : Pendente de julgamento a impugnação apresentada pela Petrobras.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Aguarda decisão de 1ª instância administrativa.
i. Chance de perda	Remoto
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.44

Processo nº 16682.720342/2022-71	
a. Juízo	CARF - Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	03/11/2022
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de auto de infração lavrado pela Receita Federal, que

tem como objeto a cobrança de IRPJ e CSLL, relativos ao ano de 2017, por descumprimento de legislação relativa a apuração dos preços de transferência no que concerne às operações de importação de plataformas novas de produção de petróleo e gás natural realizadas pela Companhia.

Fase Processual: Decisão administrativa de 1ª instância favorável à Petrobras. O recurso de ofício da União não foi provido, sendo mantida a decisão de primeira instância, com a extinção definitiva do crédito tributário.

g. resumo das decisões de mérito proferidas

h. estágio do processo Processo extinto.

i. Chance de perda

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante

k. Análise do impacto em caso de perda do processo

4.4.0.2.45

Processo nº 16682.720818/2024-36

a. Juízo DRJ - Delegacia Regional de Julgamento

b. Instância Administrativa

c. Data de instauração 07/01/2025

d. Partes do Processo Autor: União Federal
Réu: Petrobras.

e. Valores, bens ou direitos envolvidos R\$ 1.128.715.637,52

f. Principais fatos Objeto: Trata-se de auto de infração lavrado pela Secretaria da Receita Federal do Brasil para a cobrança de contribuições previdenciárias referentes à competência do ano de 2020, sob acusação de que a Petrobras não teria incluído na base de cálculo do tributo as seguintes verbas, pagas a segurados empregados e contribuintes individuais: (a) Abono PCR | (b) Prêmio por Desempenho | (c) Diferença Quarentena | e (d) Remuneração paga a segurados contribuintes individuais, enquadrada pelo contribuinte como de incidência da contribuição previdenciária, porém não informados no eSocial nem confessados em DCTFWeb. A autoridade administrativa entende que tais verbas se enquadrariam no conceito de remuneração em contraprestação ao trabalho ou serviço realizado pelo segurado, não se subsumindo ao art. 28, §9º, alínea zc, item 7 e alínea zd da Lei nº 8.212/1991, devendo, pois, compor o salário-de-contribuição, base de cálculo do tributo. Por outro lado, à exceção da remuneração paga a

	segurados contribuintes individuais, a Petrobras defende que tais verbas não se enquadram no conceito de salário-de-contribuição, em razão de sua eventualidade e desvinculação do salário, não constituindo, portanto, base de cálculo do tributo.
	<u>Fase Processual</u> : Apresentada impugnação, aguarda-se sua apreciação.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Em fase de realização de diligência.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.46

Processo nº SEI-0400006/031147/2024	
a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado do Rio de Janeiro
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	04/09/2024
d. Partes do Processo	Autor: Estado do Rio de Janeiro Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.280.666.098,80
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de nota de lançamento referente a FEEF/FOT, tributo cobrado na base de 10% do montante objeto de benefício fiscal (REPETRO E BENEFÍCIOS GERAIS) concedido pelo Estado do Rio de Janeiro, abrangendo a competência de 01/2019 a 05/2024. <u>Fase Processual</u> : Aguarda julgamento da impugnação apresentada pela companhia
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Aguarda julgamento da impugnação apresentada pela Companhia.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é	Critério econômico-financeiro.

considerado relevante

k. Análise do impacto em caso de perda do processo Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.47

Processo nº SEI-0400006/037105/2024

a. Juízo Conselho de Contribuintes do Estado do Rio de Janeiro

b. Instância Administrativa

c. Data de instauração 07/10/2024

d. Partes do Processo Autor: estado do Rio de Janeiro

Réu: Petrobras.

e. Valores, bens ou direitos envolvidos R\$ 1.847.993.806,95

f. Principais fatos Objeto: Trata-se de auto de infração lavrado pela SEFAZ/RJ para exigir da Petrobras (REDUC) ICMS e MULTA por compensar indevidamente débitos de ICMS do Regime de Tributação Monofásica sobre Combustíveis com créditos de operações de circulação de mercadorias e prestação de serviços próprios, em desacordo com a legislação tributária, no período de junho a novembro de 2023. Afirma a Fazenda Estadual que o regime tributário conhecido como ICMS Monofásico, incidente sobre operações de circulação dos combustíveis Gasolina, Etanol Anidro Combustível (EAC), Óleo Diesel, Biodiesel (B100), Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e Gás Liquefeito de Gás Natural (GLGN), fora instituído pelos Convênios ICMS nº 199/22 e 15/2023, baseados na Lei Complementar nº 192/2022 e internalizados à legislação estadual por meio do Decreto nº 48.488, de 27/04/2023 e do Decreto nº 48.528, de 31/05/2023. De acordo com o entendimento fazendário, nesse regime tributário, o ICMS de toda a cadeia produtiva, de distribuição e de comercialização (ICMS Monofásico), fica concentrado em uma única fase e tem como sujeito passivo da obrigação principal um único estabelecimento, sem haver a necessidade de computar créditos e débitos, fugindo da sistemática inerente aos tributos não cumulativos, característica do ICMS plurifásico normal. Tese da PETROBRAS: Conforme constou do parecer PJUR-00021400-2023, no tocante à disciplina trazida pelo Convênio ICMS nº 199/2022 sobre créditos nas operações que antecedem à saída tributada no regime monofásico, há sólidos argumentos para questionar referida norma, que extrapola seu campo de atuação e atenta contra o princípio da não cumulatividade. Esta matéria não poderia estar regulada por norma convenial. Não há incompatibilidade entre o aproveitamento de créditos de ICMS e o regime monofásico, visto que nem as operações de aquisição, nem as operações de venda promovidas pela

Companhia são desoneradas. Logo, não se deve confundir técnica de incidência monofásica com ausência de oneração, que em última análise, é que o faz com que a Constituição Federal limite o direito de crédito. O creditamento de ICMS é possível sempre que atendidos os seguintes requisitos: (a) destaque no imposto na operação antecedente | (b) emprego na atividade fim do contribuinte e (c) ausência de vedação prevista no Texto Constitucional. Discutindo o assunto há a ADI 7397, movida pela CNI, figurando a companhia como um dos amici curiae no feito

Fase Processual: Aguarda julgamento da impugnação apresentada pela companhia

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Aguarda julgamento da impugnação apresentada pela Companhia.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.48

Processo nº SEI-0400006/035655/2024	
a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado do Rio de Janeiro
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	07/10/2024
d. Partes do Processo	Autor: Estado do Rio de Janeiro Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.339.223.764,66
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de auto de infração lavrado pela SEFAZ/RJ para exigir da Petrobras ICMS e MULTA por não estornar créditos de ICMS de acordo com o determinado pela legislação tributária, no período de maio a novembro de 2023. Afirma a Fazenda Estadual que são devidos os estornos de créditos de ICMS das operações e prestações antecedentes, proporcionais às saídas de Óleo Diesel e Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), conforme o previsto na cláusula décima sétima do Convênio ICMS nº 199, de 22 de dezembro de 2022, que, por sua vez, é baseado na Lei Complementar nº 192/2022, que definiu os combustíveis sobre os quais o ICMS incidirá uma única vez, qualquer que seja a sua finalidade. São eles: Gasolina, Etanol Anidro Combustível (EAC), Diesel e Biodiesel, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e

Gás Liquefeito derivado do Gás Natural (GLGN). De acordo com o entendimento fazendário, nesse regime tributário, o ICMS de toda a cadeia produtiva, de distribuição e de comercialização (ICMS Monofásico), fica concentrado em uma única fase, e tem como sujeito passivo da obrigação principal um único estabelecimento, sem haver a necessidade de computar créditos e débitos, fugindo da sistemática inerente aos tributos não cumulativos, característica do ICMS plurifásico normal. Tese da PETROBRAS: Conforme constou do parecer PJUR-00021400-2023, no tocante à disciplina trazida pelo Convênio ICMS nº 199/2022 sobre créditos nas operações que antecedem à saída tributada no regime monofásico, há sólidos argumentos para questionar referida norma, que extrapola seu campo de atuação e atenta contra o princípio da não cumulatividade. Esta matéria não poderia estar regulada por norma convencional. Não há incompatibilidade entre o aproveitamento de créditos de ICMS e o regime monofásico, visto que nem as operações de aquisição, nem as operações de venda promovidas pela Companhia são desoneradas. Logo, não se deve confundir técnica de incidência monofásica com ausência de oneração, que em última análise, é que o faz com que a Constituição Federal limite o direito de crédito. O creditamento de ICMS é possível sempre que atendidos os seguintes requisitos: (a) destaque no imposto na operação antecedente | (b) emprego na atividade fim do contribuinte e (c) ausência de vedação prevista no Texto Constitucional. Discutindo o assunto há a ADI 7397, movida pela CNI, figurando a companhia como um dos amici curiae no feito.

Fase Processual: Aguarda julgamento da impugnação apresentada pela companhia

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Aguarda julgamento da impugnação apresentada pela Companhia.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.49

Processo nº 16682.721.153/2024-88	
a. Juízo	DRJ - Delegacia Regional de Julgamento
b. Instância	Administrativa

c. Data de instauração	27/11/2024
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.244.098.918,74
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de Autos de Infração lavrado visando a constituição de IRPJ e à CSLL, que teriam sido recolhidos a menor no ano-calendário de 2019, acrescidos de juros de mora, multa de ofício e multa isolada. De acordo com a Fiscalização, a PETROBRAS descumpriu a legislação de preços de transferência nas operações de importação de direitos (afretamento de plataformas), bem como promoveu exclusão a maior na apuração das bases de cálculo do IRPJ e da CSLL, a título de depreciação acelerada de ativos. A Fiscalização alterou o preço parâmetro adotado pela PETROBRAS, de modo que as despesas com a importação dos direitos de uso das plataformas, objeto dos contratos de afretamento firmados com partes relacionadas, passaram a ser superiores ao preço parâmetro ajustado, motivo pelo qual procedeu à reapuração de ofício das bases de cálculo do IRPJ e da CSLL, mediante adição da parcela dessas despesas no montante de R\$1.691.799.789,99. A Fiscalização também glosou R\$6.424.064,21 da exclusão, tanto no Lucro Real quanto na base de cálculo da CSLL, decorrente da Depreciação/Exaustão Acelerada, por considerar que a Petrobras tomou como base para seus cálculos valor superior ao valor contábil do bem, contrariando o disposto na legislação de regência. <u>Fase Processual:</u> Será julgada impugnação
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Aguardando julgamento de impugnação.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.50

Processo nº 16682.900560/2022-98	
a. Juízo	DRJ - Delegacia Regional de Julgamento
b. Instância	Administrativa

c. Data de instauração	05/04/2022
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.517.180.601,70
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de procedimento fiscal que cuida dos pedidos de compensação decorrentes do trânsito em julgado de ação judicial que reconheceu indébito relativo à exclusão do ICMS da base da PIS. Foi proferido um despacho decisório único para todas as DCOMP's decorrentes do indébito. A expectativa foi classificada como Perda Remota em razão da robustez das provas apresentadas nos pedidos de compensação. <u>Fase Processual</u>: Processo administrativo retornou ao órgão de fiscalização em virtude da conversão do julgamento da impugnação em diligência, conforme determinado pela Delegacia Regional de Julgamento para esclarecimento das circunstâncias fáticas arguidas.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. estágio do processo	Aguardando julgamento da manifestação de inconformidade.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.51

Processo nº 2021.000007602189-65	
a. Juízo	Tribunal de Justiça do Estado de Pernambuco
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	17/12/2024
d. Partes do Processo	Autor: Estado de Pernambuco Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.176.148.779,51
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: O Fisco Estadual de Pernambuco cobra o ICMS em operação interestadual com destino a outros estabelecimentos da PETROBRAS, sob a alegação de que a operação anterior, cujo ICMS-Importação fora diferido, por ser atinente a GLP derivado de gás natural, seria devido, sob a compreensão de que a saída interestadual subsequente, já que se trata de

derivado de gás natural, não seria desonerada (Período de Apuração: ano de 2017). A Petrobras defende-se destacando que mesmo onde se importou o GLP derivado de gás natural, o ICMS-Importação, antes diferido, também resta dispensado, segundo o mesmo dispositivo invocado pelo Fisco para autuar (art.13 §11, inc. II, do RICMS/PE) dado que houve transferência interestadual subsequente, igualmente não sujeita à incidência do tributo, por ser para estabelecimento também de titularidade da Companhia, considerando a Súmula 166 e Tema 259-Recurso Repetitivo-STJ; e mais recentemente, por força do Tema 1099-Repercussão Geral e ADC 49-STF (de cuja modulação trata o Tema 1367-RG/STF), arguindo-se, ademais, distinguishing dada a temática específica do auto em discussão.

Fase Processual: Encerrada a fase administrativa de com decisão desfavorável à Petrobras, foi ajuizada Execução Fiscal.

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisões administrativas desfavoráveis.
h. estágio do processo	Aguarda prolação de sentença nos Embargos à Execução.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.52

Processo nº 5.053.535-1	
a. Juízo	Secretaria do Estado da Fazenda de São Paulo
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	17/02/2025
d. Partes do Processo	Autor: Estado de São Paulo Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.928.835.010,17
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de auto de infração lavrado pelo Estado de São Paulo pela suposta falta de antecipação do ICMS devido até o 3º útil do mês de outubro de 2022, na qualidade de sujeito passivo por substituição tributária; bem como pela suposta transferência de crédito de ICMS sem amparo legal , nos meses de apuração julho, agosto e outubro de 2022.

A Cia. está em fase de coleta de subsídios, podendo, neste momento inicial, cogitar das seguintes teses de defesa no tocante à suposta transferência indevida de créditos de ICMS: a utilização do saldo credor está amparada no Convênio 110/07; o saldo credor utilizado foi formado a partir de antecipações de ICMS calculadas por metodologia inconsistente adotada pelo Estado, ocasionando o seu enriquecimento sem causa; a capitulação da multa aplicada não está aderente à conduta imputada à Cia.; há solução de consulta nº CT00023789/2021 em que o Estado de São Paulo reconhece a aplicabilidade do Convênio ICMS 110/2007, de modo que a autuação revela comportamento contraditório da fiscalização; houve alteração posterior da legislação paulista tornando-a alinhada ao Convênio 110/07. No que toca à suposta falta de antecipação, há erro da autuação, visto que em 03.10.2022 a Cia. realizou antecipação; há, ainda, precedentes do TJSP anulando autuações similares em que foram imputadas antecipações a menor. Pode ser objeto de questionamento, ainda, o montante das multas fixado em 100% do tributo supostamente não antecipado e em 50% do crédito transferido, bem como a inexistência de prejuízo ao fisco, a depender das provas a serem obtidas

Fase Processual: Será apresentada impugnação

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. estágio do processo	Será apresentada impugnação
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.53

Processo nº 5077684-43.2020.4.02.5101	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal da 2ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	09/11/2020
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras
	Réu: União Federal

e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 3.358.722.791,90
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de Mandado de Segurança, objetivando seja reconhecido que é facultado à contribuinte a dedução do IRPJ relativo ao dobro das despesas incorridas com o Programa de Alimentação do Trabalhador com base na aplicação da metodologia constante na Lei nº 6.321/76, sem as dissonâncias inseridas no ordenamento jurídico pelo Decreto Federal nº 05/91 e art. 642 do Regulamento do Imposto de Renda, confirmando-se que o benefício instituído pela Lei 6.321/76, aplica-se mediante dedução sobre o lucro da empresa. A União alega que a empresa que está inscrita no PAT, além de computar na determinação do lucro real as despesas de custeio com o PAT, pode deduzir-las diretamente do IRPJ devido, limitado a 4%. <u>Fase Processual</u>: Após a sentença ter concedido a segurança, e a Remessa Necessária e o Recurso de Apelação interposto pela UNIÃO terem sido desprovidos, foram interpostos EDcl pela UNIÃO, aos quais foi negado provimento. Aguarda eventual interposição de recurso.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença e acórdão favoráveis à Companhia.
h. estágio do processo	Aguardando interposição de recurso pela União.
i. Chance de ganho	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia

4.4.0.2.54

Processo nº 1051845-39.2021.4.01.3400	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal da 1ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	22/07/2021
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras Réu: União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.388.785.257,72
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Ação de repetição de indébito ajuizada pela Companhia contra a União Federal para a restituição dos valores recolhidos a título de imposto de renda sobre o pagamento de indenizações dos acionistas americanos (remessas ao exterior), relativas à class action (artigo 11 do Securities Act), destinadas à recomposição do patrimônio lesado (danos patrimoniais). Os

	indébitos foram recolhidos em 15/01/2019, 02/07/2018 e 01/03/2018, nos valores de R\$ 539.236.458,67, R\$ 558.910.659,96 e R\$ 469.679.012,70, respectivamente. A pedido da Companhia, o processo tramita em segredo de justiça. Em sua petição inicial, a Petrobras alega não haver incidência tributária sobre os pagamentos realizados, considerando tratar-se de indenização por danos emergentes. A União, por sua vez, rechaça o pedido autoral defendendo que não há provas suficientes da natureza dos pagamentos efetuados <u>Fase Processual</u>: Após sentença favorável aos interesses da Companhia, a União opôs embargos de declaração, os quais não foram acolhidos. Sentença sujeita a recurso por parte da União.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à Companhia.
h. estágio do processo	Aguardando interposição de recurso pela União.
i. Chance de ganho	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia

4.4.0.2.55

Processo nº 16682.721116/2024-70	
a. Juízo	DRJ - Delegacia Regional de Julgamento
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	01/01/2025
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 5.548.264.729,38
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de lançamento de ofício em virtude da fiscalização da apuração do PIS e da COFINS no ano 2020, no qual a Fiscalização da Receita Federal entendeu por glosar o aproveitamento de crédito indicado pela Companhia sobre as seguintes rubricas: SHIP OR PAY nos contratos de transporte de gás natural por dutos; parada programada e benfeitoria em bens de terceiro; despesa portuária; despesa com projetos; crédito extemporâneo; afretamento; dispêndio para viabilizar atividade da mão-de-obra; proteção contra incêndio; encargo de transmissão; alugueis de

	usinas termoeletricas; crédito extemporâneo de importação de granel; praticagem; manutenção predial.
	<u>Fase Processual</u> : Processo administrativo na Delegacia de Julgamento para processamento e julgamento da impugnação apresentada pela Companhia.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento de impugnação da Petrobras
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.56

Processo nº 16682.720836/2018-70	
a. Juízo	CARF - Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	19/12/2018
d. Partes do Processo	Autor: União Federal Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.084.033.218,53
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Auto de infração lavrado pela União Federal para cobrança de PIS e COFINS relativo ao período de janeiro a dezembro de 2014, decorrente de glosa de créditos das despesas de "ship or pay". A União alega que os gastos da Companhia com a parcela dos contratos de transporte firme de gás intituladas "ship or pay" não se enquadram em serviços ou bens utilizados como insumo, pois corresponderiam à remuneração do contratado pela ociosidade do duto. A Companhia, por seu turno, alega que tem direito ao crédito, uma vez que o "ship or pay" é parte integrante do preço contratual e que deve necessariamente ser contemplado nos contratos por força de norma da ANP. <u>Fase Processual</u> : Aguardando processamento e julgamento do recurso especial manejado pela Companhia em face do Acórdão do CARF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão administrativa desfavorável

h. estágio do processo	Aguarda-se processamento e julgamento do recurso especial da Petrobras
i. Chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.0.2.57

Processo nº 1033290-42.2019.4.01.3400	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal da 1ª Região
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	23/10/2019
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras Réu: União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.548.893.907,26
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Mandado de segurança impetrado pela Companhia contra ato objetivando declaração de ilegalidade da Solução COSIT nº 209/2019, da Receita Federal, bem como autorização para deduzir da apuração do IRPJ e da CSLL o valor correspondente ao pagamento do acordo celebrado junto a justiça norte-americana para o encerramento de Class Action proposta em decorrência das conclusões da Operação Lava Jato, e, conseqüentemente, autorização para compensar administrativamente os valores que foram recolhidos a maior a título de IRPJ e CSLL. A empresa entende que os valores pagos são dedutíveis das bases de cálculo dos tributos por se enquadrar no conceito do art. 47 da Lei 4.506/1964, o que é negado pela União, que nega o enquadramento das despesas na referida norma legal. <u>Fase Processual</u>: Após sentença favorável aos interesses da Companhia, a União interpôs recurso de apelação e o processo aguarda despacho judicial para remessa para o TRF da 1ª Região para julgamento.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à Companhia.
h. estágio do processo	Aguardando julgamento de recurso de apelação da União
i. Chance de ganho	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Por tratar-se de contingência ativa, eventual perda não representa desembolso financeiro para a Companhia

4.4.0.3 PROCESSO DE NATUREZA TRABALHISTA

A tabela abaixo apresenta uma descrição individual dos processos de natureza trabalhista considerados relevantes para os negócios da Companhia e/ou de suas controladas.

4.4.0.3.1

Processo nº 0001825-87.2010.5.01.0482	
a. Juízo	03ª Vara do Trabalho de Macaé - RJ
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho ("TST")
c. Data de instauração	15/12/2010
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - NF Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 17.041.822.964,68 (Perda Possível) e R\$ 12.956.203.660,85 (Perda Remota)
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetiva, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª instância: julgou improcedentes os pedidos. 2ª instância: concedeu o pagamento do Complemento considerando a diferença entre a RMNR e o Salário Básico, Vantagem Pessoal - Acordo Coletivo de Trabalho e a Vantagem Pessoal - Subsidiária, bem como deferiu honorários de 15% para advogados do Sindicato Autor. Tribunal Superior do Trabalho: não avaliou o mérito, mas apenas questões processuais.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	R\$ 17.041.822.964,68 (Perda Possível) e R\$ 12.956.203.660,85 (Perda Remota)
j. Motivo pelo qual o processo é	Critério econômico-financeiro

considerado relevante

k. Análise do impacto em caso de perda do processo

Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima. A Companhia acompanha o trâmite processual e a aplicação do julgado do Supremo Tribunal Federal (STF), como se tem verificado em outras ações com esse mesmo objeto e nas quais a Justiça do Trabalho vem aplicando o precedente.

Observações

4.4.0.3.2

Processo nº 0100870-90.2018.5.01.0027	
a. Juízo	27ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro - RJ
b. Instância	Processo arquivado definitivamente
c. Data de instauração	30/08/2018
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - RJ Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00 (processo já arquivado definitivamente)
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetivava, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O processo foi julgado improcedente em primeira instância, já tendo transitado em julgado e sido arquivado definitivamente.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª instância: julgou improcedentes os pedidos.
h. estágio do processo	Processo arquivado definitivamente.
i. Chance de perda	-
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Constou do Formulário de Referência anterior em função do critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Processo já transitado em julgado favoravelmente à Companhia.
Observações	Processo com alteração em 2024 e que não constará mais no próximo Relatório.

4.4.0.3.3

Processo nº 0001285-96.2014.5.02.0441	
a. Juízo	1ª Vara do Trabalho da Comarca de Santos/SP
b. Instância	Tribunal Regional do Trabalho da 2ª Região
c. Data de instauração	16/06/2014
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - LP Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.152.796.482,03
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetiva, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª instância: concedeu o pagamento do Complemento considerando a diferença entre a RMNR e o Salário Básico, Vantagem Pessoal - Acordo Coletivo de Trabalho e a Vantagem Pessoal - Subsidiária, tendo reconhecido a prescrição das verbas anteriores a 28.05.2009. 2ª Instância: deu provimento ao recurso da Petrobras, julgando os pedidos improcedentes.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Regional do Trabalho. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	Perda Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item "e" acima. A Companhia

acompanha o trâmite processual e a aplicação do julgado do Supremo Tribunal Federal (STF), como se tem verificado em outras ações com esse mesmo objeto e nas quais a Justiça do Trabalho vem aplicando o precedente.

Observações

4.4.0.3.4

Processo nº 0054500-11.2011.5.21.0005

a. Juízo	5ª Vara do Trabalho de Natal/RN
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho ("TST")
c. Data de instauração	26/04/2011
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - RN Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00 (processo transitado em julgado favoravelmente à Petrobras)
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetivava, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O processo foi julgado improcedente em primeira instância, já tendo transitado em julgado e sido arquivado definitivamente.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: julgou improcedentes os pedidos. 2ª Instância: manteve a improcedência. Tribunal Superior do Trabalho: não avaliou o mérito, mas apenas questões processuais, mantendo a decisão de improcedência.

h. estágio do processo	Processo judicial transitado em julgado favoravelmente à Companhia.
i. Chance de perda	-
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Constou do Formulário de Referência anterior em função do critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Processo já transitado em julgado favoravelmente à Companhia.
Observações	Processo com alteração em 2024 e que não constará mais no próximo Relatório.

4.4.0.3.5

Processo nº 0119000-88.2011.5.17.0008	
a. Juízo	8ª Vara do Trabalho de Vitória/ES
b. Instância	Processo arquivado definitivamente
c. Data de instauração	22/09/2011
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - ES Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00 (processo já arquivado definitivamente)
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetivava, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O processo foi julgado improcedente em no TST, já tendo transitado em julgado e sido arquivado definitivamente.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: concedeu o pagamento do Complemento considerando a diferença entre a RMNR e o Salário Básico, Vantagem Pessoal - Acordo Coletivo de Trabalho e a Vantagem Pessoal - Subsidiária, bem como o pagamento de honorários de 15%. 2ª Instância: manteve a procedência, conforme decisão de 1ª instância. TST: deu provimento ao recurso da Petrobras, julgando os pedidos improcedentes.
h. estágio do processo	Processo arquivado definitivamente.

i. Chance de perda	-
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Constou do Formulário de Referência anterior em função do critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Processo já transitado em julgado favoravelmente à Companhia.
Observações	Processo com alteração em 2024 e que não constará mais no próximo Relatório.

4.4.0.3.6

Processo nº 0000154-74.2011.5.05.0161	
a. Juízo	2ª Vara do Trabalho de Santo Amaro/BA
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho ("TST")
c. Data de instauração	02/03/2011
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - BA Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.113.036.781,59
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetiva, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: concedeu o pagamento do Complemento com fórmula de cálculo segunda a qual não devem ser descontados o adicional de periculosidade, adicional noturno e adicional de hora de repouso e alimentação. 2ª Instância: manteve a condenação de 1ª instância e deferiu honorários de 15% para advogados do Sindicato Autor. TST: monocraticamente, deu provimento ao recurso da Petrobras, julgando improcedentes os pedidos do Sindicato Autor.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	Perda Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item "e" acima. A Companhia acompanha o trâmite processual e a aplicação do julgado do Supremo Tribunal Federal (STF), como se tem verificado em outras ações com esse

mesmo objeto e nas quais a Justiça do Trabalho vem aplicando o precedente.

Observações

4.4.0.3.7

Processo nº 0000422-60.2011.5.15.0126	
a. Juízo	2ª Vara do Trabalho de Paulínia-SP
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho ("TST")
c. Data de instauração	19/04/2011
d. Partes do Processo	Autor: SINDICATO UNIFICADO - SP Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.617.144.642,10 (Perda Possível) e R\$ 539.749.979,08 (Perda Remota)
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetiva, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: julgou os pedidos improcedente. 2ª Instância: concedeu o pagamento do Complemento considerando a diferença entre a RMNR e o Salário Básico, Vantagem Pessoal - Acordo Coletivo de Trabalho e a Vantagem Pessoal - Subsidiária, bem como o pagamento de honorários de 15%.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	R\$ 1.617.144.642,10 (Perda Possível) e R\$ 539.749.979,08 (Perda Remota)
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item "e" acima. A Companhia

Observações

acompanha o trâmite processual e a aplicação do julgado do Supremo Tribunal Federal (STF), como se tem verificado em outras ações com esse mesmo objeto e nas quais a Justiça do Trabalho vem aplicando o precedente.

4.4.0.3.8

Processo nº 0102410-58.2017.5.01.0206	
a. Juízo	4ª Vara do Trabalho de Duque de Caxias - RJ
b. Instância	Tribunal Regional do Trabalho da 1ª Região
c. Data de instauração	08/11/2017
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - DC Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.190.948.495,18
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetiva, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: julgou os pedidos improcedentes. 2ª instância: manteve a improcedência dos pedidos.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Regional do Trabalho. O TRT decidiu favoravelmente à Petrobras e o Sindicato recorreu. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	Perda Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item "e" acima. A Companhia acompanha o trâmite processual e a aplicação do julgado do Supremo

Tribunal Federal (STF), como se tem verificado em outras ações com esse mesmo objeto e nas quais a Justiça do Trabalho vem aplicando o precedente.

Observações

4.4.0.3.9

Processo nº 0000138-43.2011.5.05.0122	
a. Juízo	2ª Vara do Trabalho de Candeias/BA
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho ("TST")
c. Data de instauração	10/02/2011
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - BA Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.226.114.429,87 (Perda Possível) e R\$ 421.091.736,41 (Perda Remota)
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetiva, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: julgou os pedidos improcedentes. 2ª Instância: concedeu o pagamento do Complemento considerando a diferença entre a RMNR e o Salário Básico, Vantagem Pessoal - Acordo Coletivo de Trabalho e a Vantagem Pessoal - Subsidiária, bem como o pagamento de honorários de 15%. Tribunal Superior do Trabalho: manteve a decisão de 2ª instância.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	R\$ 1.226.114.429,87 (Perda Possível) e R\$ 421.091.736,41 (Perda Remota)
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro

k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima. A Companhia acompanha o trâmite processual e a aplicação do julgado do Supremo Tribunal Federal (STF), como se tem verificado em outras ações com esse mesmo objeto e nas quais a Justiça do Trabalho vem aplicando o precedente.

Observações

4.4.0.3.10

Processo nº 0000569-64.2010.5.01.0012	
a. Juízo	12ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro - RJ
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho (“TST”)
c. Data de instauração	24/05/2010
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - RJ Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.086.230.760,60 (Perda Possível) e R\$ 427.263.925,75 (Perda Remota)
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetiva, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela “Complemento da RMNR” e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o “Complemento da RMNR” seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: julgou os pedidos improcedentes. 2ª Instância: manteve a improcedência. Tribunal Superior do Trabalho: concedeu o pagamento do complemento sem a dedução dos adicionais percebidos pelos reclamantes em decorrência do labor em condições especiais de trabalho, bem como determinou o pagamento de honorários de 15%.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	R\$ 1.086.230.760,60 (Perda Possível) e R\$ 427.263.925,75 (Perda Remota)

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima. A Companhia acompanha o trâmite processual e a aplicação do julgado do Supremo Tribunal Federal (STF), como se tem verificado em outras ações com esse mesmo objeto e nas quais a Justiça do Trabalho vem aplicando o precedente.
Observações	

4.4.0.3.11

Processo nº 0001132-78.2012.5.15.0083	
a. Juízo	3ª Vara do Trabalho de São José dos Campos- SP
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho (“TST”)
c. Data de instauração	10/07/2012
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - SJC Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.319.977.184,79 (Perda Possível) e R\$ 373.620.856,87 (Perda Remota)
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetiva, em síntese, a condenação da Petrobras a rever a metodologia de apuração da parcela "Complemento da RMNR" e seus reflexos, suprimindo do seu cálculo os adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho. Nesse contexto, o "Complemento da RMNR" seria majorado na mesma proporção do valor dos adicionais. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: julgou os pedidos improcedentes. 2ª Instância: concedeu o pagamento do Complemento considerando a diferença entre a RMNR e o Salário Básico, Vantagem Pessoal - Acordo Coletivo de Trabalho e a Vantagem Pessoal - Subsidiária, bem como o pagamento de honorários de R\$ 2.500,00.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	R\$ 1.319.977.184,79 (Perda Possível) e R\$ 373.620.856,87 (Perda Remota)

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima. A Companhia acompanha o trâmite processual e a aplicação do julgado do Supremo Tribunal Federal (STF), como se tem verificado em outras ações com esse mesmo objeto e nas quais a Justiça do Trabalho vem aplicando o precedente.
Observações	

4.4.0.3.12

Processo nº 1000420-31.2020.5.02.0252	
a. Juízo	2ª Vara do Trabalho de Cubatão
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho (“TST”)
c. Data de instauração	25/08/2020
d. Partes do Processo	Autor: Ministério Público do Trabalho - MPT Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 153.017.282,76
f. Principais fatos	O autor da ação alega que a Petrobras submeteu, de 06 a 17 de fevereiro de 2020 - durante greve ilegal realizada pelos petroleiros, 73 trabalhadores a trabalho em condições análogas ao trabalho escravo na Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão (“RPBC”), além de violar o exercício do direito de greve. O autor argumenta que existiu violação à liberdade de locomoção dos empregados, adoção de jornadas exaustivas e realização de trabalho forçado. A Companhia se defendeu ressaltando que: (i) não existiu violação à liberdade de locomoção dos empregados; (ii) a Petrobras manteve condições dignas e adequadas para alimentação e repouso dos empregados durante a permanência em suas instalações, inclusive com o fornecimento de alimentação, produtos de higiene, dormitórios e pausas regulamentares; (iii) os empregados que laboraram durante a greve receberam a devida contraprestação; (iv) a manutenção de empregados laborando por dias seguidos ocorreu por o Sindicato ter descumprido decisão judicial proferida pelo Tribunal Superior do Trabalho (“TST”), que expressamente obrigava a entidade sindical a manter 90% do contingente de empregados trabalhando em turnos ininterruptos de revezamento durante todo o movimento grevista. Em razão do descumprimento da decisão pela entidade sindical, não houve a rotineira alternância dos grupos de trabalhadores nos turnos de trabalho, o que resultou na permanência de alguns empregados durante vários dias nas dependências da Companhia, com alternância de períodos de descanso e de trabalho; (v) os empregados foram substituídos conforme disponibilidade de trabalhadores para realizar a substituição, tendo a Companhia inclusive se valido de empregados originalmente lotados em

outras unidades industriais; (vi) a Companhia convocou empregados de folga para efetuar a rendição dos que estavam trabalhando, mas recebeu diversas negativas; e (vii) as características operacionais de uma refinaria impossibilitam parar sua atividade sem a adoção de diversas medidas de segurança, as quais dependem da alocação de mais trabalhadores do que o disponível no momento da greve, podendo uma parada repentina colocar em risco a segurança dos próprios trabalhadores, o meio ambiente e a integridade das instalações.

g. resumo das decisões de mérito proferidas

1ª instância: Julgou os pedidos autorais improcedentes.

2ª instância: Manteve a improcedência dos pedidos autorais.

h. estágio do processo

Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. Sem trânsito em julgado.

i. Chance de perda

Remota

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante

Possibilidade de dano reputacional ou de imagem

k. Análise do impacto em caso de perda do processo

Impacto à imagem da Cia por submeter seus empregados à trabalho em condições análogas à de escravo durante a greve

Observações

4.4.0.3.13

Processo nº 1000214-42.2019.5.02.0255	
a. Juízo	5ª Vara do Trabalho de Cubatão
b. Instância	Tribunal Regional do Trabalho da 2ª Região
c. Data de instauração	05/04/2019
d. Partes do Processo	Autor: Ministério Público do Trabalho - MPT Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 5.650.000,00 (Perda Possível) e R\$ 1.836.998.192,43 (Perda Remota)
f. Principais fatos	O autor da ação alega que a Petrobras possui instalações insatisfatórias no setor de Laboratório da Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão - RPBC. Pleiteia que sejam impostas à PETROBRAS obrigações de implantar, de imediato, diversas reformas e melhorias, bem como que a Companhia seja condenada a pagar R\$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais) a título de indenização por dano social. A Petrobras apresentou defesa alegando que o laboratório não apresenta riscos aos trabalhadores, bem como que as iniciativas pretendidas pelo MPT na petição inicial, além de não serem obrigatórias por lei, em boa parte fazem parte de iniciativas de melhoria contínua da Petrobras. Vale salientar que, dentro das iniciativas de melhoria contínua, a Petrobras já realizou obras no mencionado laboratório após a propositura da ação pelo MPT.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª instância: Julgou os pedidos autorais procedentes, condenando a realizar obrigações de fazer e a reparação danos morais coletivos em valor equivalente a meio por cento (0,5%) do montante de dividendos distribuídos aos seus acionistas desde o ajuizamento da ação até a data da publicação da sentença. A sentença fixou condenação cujo montante ultrapassa o próprio pedido (<i>ultra petita</i>) formulado na ação (R\$ 100.000.000,00, valor históricos), o que viola dos artigos 141 e 492 do Código de Processo Civil. 2ª instância: Deu parcial provimento ao Recurso Ordinário da Petrobras, reduzindo a condenação de danos morais coletivos para R\$ 4.000.000,00, valor histórico).
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	R\$ 5.650.000,00 (Perda Possível) e R\$ 1.836.998.192,43 (Perda Remota)
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima.
Observações	

4.4.0.3.14

Processo nº 0000064-64.2011.5.04.0203	
a. Juízo	3ª Vara do Trabalho de Canoas - RS
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho ("TST")
c. Data de instauração	14/01/2011
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - RS Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.387.150.296,32
f. Principais fatos	O Sindicato Autor objetiva, em síntese, a condenação da Petrobras a utilizar a RMNR como salário básico, revendo o cálculo dos adicionais pagos em decorrência das condições e/ou regimes especiais de trabalho, bem como dos eventuais reflexos. O Tribunal Superior do Trabalho (TST) firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: julgou os pedidos procedentes em parte, condenando ao pagamento de diferenças de algumas parcelas, bem como o pagamento de honorários de 15%. 2ª Instância: manteve a decisão de 1ª instância. Tribunal Superior do Trabalho: deu provimento ao recurso da Petrobras, julgando improcedentes os pedidos do Sindicato Autor.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. Sem trânsito em julgado.
i. Chance de perda	Perda Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item "e" acima. A Companhia acompanha o trâmite processual e a aplicação do julgado do Supremo Tribunal Federal (STF), como se tem verificado em outras ações com esse mesmo objeto e nas quais a Justiça do Trabalho vem aplicando o precedente.
Observações	

4.4.0.4 PROCESSOS DE NATUREZA CONCORRENCIAL

4.4.0.4.1

Processo n.º 08700.002600/2014-30	
a. Juízo	Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE")
b. Instância	Superintendência-Geral do CADE
c. Data de instauração	11/11/2015
d. Partes do Processo	Requerente: Companhia de Gás de São Paulo - Comgas Representada: Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Concessão de descontos no fornecimento de gás natural às distribuidoras
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de investigação, instaurada a partir de Representação da Comgas (27/03/2013), que alega prática de conduta de abuso de posição dominante pela Petrobras, na forma de oferecimento de condições comerciais (concessão de descontos) discriminatórias mais benéficas à Gás Brasileiro Distribuidora - GBD - distribuidora estadual de gás canalizado integrada ao Sistema Petrobras. <u>Fase Processual</u>: A Superintendência-Geral do CADE opinou pela condenação da Petrobras, em 05/08/2018, por entender caracterizada conduta anticompetitiva da Petrobras. Contudo, após o voto do conselheiro relator do caso, que se manifestou pelo arquivamento, em 10/07/2019, o processo foi suspenso em razão da celebração de Termo de Compromisso de Cessação (TCC) nº 08700.003136/2019-12 referente ao mercado de gás natural.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão administrativa ainda neste processo.
h. estágio do processo	O processo está suspenso, em razão da celebração com o CADE do Termo de Compromisso de Cessação.
i. Chance de perda	Remota
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possível aplicação de multa, além de risco à imagem/reputação da Companhia
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Caso a Petrobras não obtenha êxito no processo administrativo em curso no CADE, a Companhia estará exposta a multa de 0,1% (um décimo por cento) a 20% (vinte por cento) do valor do faturamento bruto da empresa, grupo ou conglomerado obtido, no último exercício anterior à instauração do processo administrativo, no ramo de atividade empresarial em que ocorreu a infração.

4.4.0.4.2

Processo n.º 08700.006955/2018-22	
a. Juízo	Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE")

b. Instância	Superintendência-Geral do CADE
c. Data de instauração	08/01/2019
d. Partes do Processo	Requerente: CADE ex officio Representada: Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Investigação de eventual abuso de posição dominante da Petrobras no mercado de refino de petróleo no Brasil.
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de investigação, instaurada a partir de estudo DEE/CADE 37/2018, contendo recomendações sobre o programa de desinvestimento da Petrobras no segmento do refino, e que não possui, a rigor, sequer imputação de conduta anticompetitiva à Petrobras. <u>Fase Processual</u> : O processo foi suspenso em razão da celebração de Termo de Compromisso de Cessação (TCC) nº 08700.002715/2019-30 referente ao mercado de refino no Brasil.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão administrativa em razão da suspensão do processo.
h. estágio do processo	O processo está suspenso, em razão da celebração do Termo de Compromisso de Cessação com o CADE.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possível aplicação de multa, além de risco à imagem/reputação da Companhia
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Caso a Petrobras não obtenha êxito no processo administrativo em curso no CADE, a Companhia estará exposta a multa de 0,1% (um décimo por cento) a 20% (vinte por cento) do valor do faturamento bruto da empresa, grupo ou conglomerado obtido, no último exercício anterior à instauração do processo administrativo, no ramo de atividade empresarial em que ocorreu a infração.

4.4.0.4.3.

Processo n.º 08700.000285/2020-55	
a. Juízo	Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”)
b. Instância	Superintendência-Geral do CADE
c. Data de instauração	07/02/2020
d. Partes do Processo	Requerente: Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - Arsesp Representada: Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Investigação de eventual abuso de posição dominante da Petrobras relacionada aos Contratos de Suprimento de Gás Canalizado celebrados entre as distribuidoras do Estado de SP e a Companhia.
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de investigação, instaurada a partir de denúncia apresentada pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - Arsesp e por determinação do Superintendente-Geral do CADE, para apuração de eventuais infrações à ordem econômica decorrente de possível conduta de abuso de poder dominante por parte da Petrobras. <u>Fase Processual:</u> Por meio da Nota Técnica nº 20/2025/CGAA4/SGA1/SG/CADE, a área técnica do CADE concluiu pela inexistência de indícios suficientes de configuração de infração à ordem econômica, tendo sido as razões apresentadas integradas à deliberação, ocorrida em 26 de março de 2025, da Superintendência-Geral da Autoridade Antitruste pelo arquivamento do Procedimento Preparatório, nos termos dos arts. 13, IV, e 66 da Lei Federal nº 12.529/2011 c/c nos arts. 138 e seguintes do Regimento Interno do Cade.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão da Superintendência-Geral do CADE pelo arquivamento dos autos do Procedimento Preparatório, em razão da insubsistência dos indícios de infração à ordem econômica constante dos autos.
h. estágio do processo	Encerrado.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possível aplicação de multa, além de risco à imagem/reputação da Companhia
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Caso a Petrobras não obtenha êxito no processo administrativo em curso no CADE, a Companhia estará exposta a multa de 0,1% (um décimo por cento) a 20% (vinte por cento) do valor do faturamento bruto da empresa, grupo ou conglomerado obtido, no último exercício anterior à instauração do processo administrativo, no ramo de atividade empresarial em que ocorreu a infração.

4.4.0.4.4.

Processo nº 08700.003785/2022-19	
a. Juízo	Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”)
b. Instância	Superintendência-Geral do CADE
c. Data de instauração	07/06/2022
d. Partes do Processo	Requerente: Cade ex officio Representada: Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Investigação de indícios de alegadas condutas anticompetitivas da Petrobras no mercado de exploração e produção de petróleo.
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Trata-se de investigação que tem como foco a hipótese de discriminação anticompetitiva no fornecimento de óleo cru pela Petrobras. Logo após a sua instauração, foram encaminhados Ofícios às companhias que atuam no mercado do refino e no elo da exploração e produção de petróleo e à Petrobras. <u>Fase Processual</u> : O processo foi suspenso em razão da celebração de Termo de Compromisso de Cessação (TCC) nº 08700.002715/2019-30 referente ao mercado de refino no Brasil.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão administrativa.
h. estágio do processo	Fase de instrução.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possível aplicação de multa, além de risco à imagem/reputação da Companhia
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Caso a Petrobras não obtenha êxito no processo administrativo em curso no CADE, a Companhia estará exposta a multa de 0,1% (um décimo por cento) a 20% (vinte por cento) do valor do faturamento bruto da empresa, grupo ou conglomerado obtido, no último exercício anterior à instauração do processo administrativo, no ramo de atividade empresarial em que ocorreu a infração.

4.4.0.4.5

Processo nº 08700.000211/2022-81	
a. Juízo	Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”)
b. Instância	Superintendência-Geral do CADE
c. Data de instauração	12/01/2022
d. Partes do Processo	Requerente: Cade ex officio Representada: Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras

e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Investigação de indícios de alegadas infrações à ordem econômica, considerando os riscos associados à transição para o novo mercado de refino de petróleo no Brasil, especialmente em decorrência dos desinvestimentos da Petrobras.
f. Principais fatos	<u>Objeto</u>: Trata-se de investigação instaurada para apurar alegadas infrações contra a ordem econômica, com fundamento no exposto no Relatório de Auditoria do Tribunal de Contas da União (TCU) - TC 003.245/2020-9, cuja conclusão veiculou os riscos relacionados ao desenvolvimento e reorganização do mercado de refino de petróleo no Brasil, bem como ao pleno abastecimento de todos os mercados regionais de combustíveis, tendo em vista os desinvestimentos de ativos da Petrobras que estavam em curso. Logo após a sua instauração, foram encaminhados Ofícios à Petrobras, à ANP, dentre outros. <u>Fase Processual</u>: O processo foi suspenso em razão da celebração de Termo de Compromisso de Cessação (TCC) nº 08700.002715/2019-30 referente ao mercado de refino no Brasil.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão administrativa.
h. estágio do processo	Fase de instrução.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possível aplicação de multa, além de risco à imagem/reputação da Companhia
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Caso a Petrobras não obtenha êxito no processo administrativo em curso no CADE, a Companhia estará exposta a multa de 0,1% (um décimo por cento) a 20% (vinte por cento) do valor do faturamento bruto da empresa, grupo ou conglomerado obtido, no último exercício anterior à instauração do processo administrativo, no ramo de atividade empresarial em que ocorreu a infração.

4.4.0.4.6

Processo nº 08700.000212/2022-25	
a. Juízo	Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”)
b. Instância	Superintendência-Geral do CADE
c. Data de instauração	12/01/2022
d. Partes do Processo	Requerente: Cade ex officio Representada: Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Investigação de indícios de alegadas infrações à ordem econômica, tendo em vista suposta prática de condutas anticompetitivas no mercado de refino de petróleo.

f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> A instauração do Inquérito Administrativo pelo CADE amparou-se, inicialmente, nas razões da Nota Técnica nº 014/2018-SIM e nos Estudos do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019. Logo após a sua instauração, foram encaminhados Ofícios à Petrobras com pedido de informações. <u>Fase Processual:</u> O processo foi suspenso em razão da celebração de Termo de Compromisso de Cessação (TCC) nº 08700.002715/2019-30 referente ao mercado de refino no Brasil.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão administrativa.
h. estágio do processo	Fase de instrução.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possível aplicação de multa, além de risco à imagem/reputação da Companhia
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Caso a Petrobras não obtenha êxito no processo administrativo em curso no CADE, a Companhia estará exposta a multa de 0,1% (um décimo por cento) a 20% (vinte por cento) do valor do faturamento bruto da empresa, grupo ou conglomerado obtido, no último exercício anterior à instauração do processo administrativo, no ramo de atividade empresarial em que ocorreu a infração.

4.4.0.4.7

Processo nº 08700.004793/2021-93	
a. Juízo	Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”)
b. Instância	Superintendência-Geral do CADE
c. Data de instauração	07/08/2023
d. Partes do Processo	Requerente: Cade ex officio Representada: Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Investigação de indícios de alegadas infrações à ordem econômica, tendo em vista suposta prática de condutas anticompetitivas no mercado de comercialização de gás natural.
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de Inquérito Administrativo instaurado para apurar infrações contra a ordem econômica, em razão de alegada conduta anticoncorrencial praticada pela Petrobras, no mercado de comercialização de gás natural. Logo após a sua instauração, foram encaminhados Ofícios à Petrobras com pedido de informações. <u>Fase Processual:</u> O processo está em trâmite e, no momento, aguarda-se o posicionamento da unidade técnica do CADE.

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão administrativa.
h. estágio do processo	Fase de instrução.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possível aplicação de multa, além de risco à imagem/reputação da Companhia
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Caso a Petrobras não obtenha êxito no processo administrativo em curso no CADE, a Companhia estará exposta a multa de 0,1% (um décimo por cento) a 20% (vinte por cento) do valor do faturamento bruto da empresa, grupo ou conglomerado obtido, no último exercício anterior à instauração do processo administrativo, no ramo de atividade empresarial em que ocorreu a infração.

4.4.0.4.8

Processo nº 08700.007130/2015-82	
a. Juízo	Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”)
b. Instância	Superintendência-Geral do CADE
c. Data de instauração	15/06/2016
d. Partes do Processo	Requerente: Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (“Abegás”) Representada: Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Investigação de alegadas condutas de infrações à ordem econômica e supostas práticas de exercício abusivo de posição dominante no mercado de gás natural.
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de Inquérito Administrativo instaurado pelo CADE em razão de denúncia protocolizada, em 16 de julho de 2015, pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (“Abegás”) em face da Petrobras. Na peça, a Representante alega, em síntese, que a Petrobras, por meio de sua política de preços e condições de contratação no mercado de distribuição e comercialização de gás natural, estaria incorrendo em condutas com efeito anticompetitivo de aumento arbitrário de lucros, exercício abusivo de posição dominante e falseamento ou prejuízo à concorrência, com suposto tratamento discriminatório e falta de transparência. Logo após a sua instauração, foram encaminhados Ofícios à Petrobras, à ANP, dentre outros. Em 08 de agosto de 2018, o Departamento de Estudos Econômicos do CADE, por meio do Memorando nº 1189/2018/CGAA4/SGA1/SG/CADE, foi instado pela SG/CADE a proceder à “avaliação de supostas condutas anticompetitivas da Petrobrás no mercado de distribuição e comercialização

	de gás natural como um todo, incluso possíveis condutas envolvendo o fornecimento deste insumo para o setor de geração de energia.”
	<u>Fase Processual</u> : O processo foi suspenso em razão da celebração de Termo de Compromisso de Cessação (TCC) nº 08700.003136/2019-12 referente ao mercado de gás.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão administrativa.
h. estágio do processo	Fase de instrução.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Possível aplicação de multa, além de risco à imagem/reputação da Companhia
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Caso a Petrobras não obtenha êxito no processo administrativo em curso no CADE, a Companhia estará exposta a multa de 0,1% (um décimo por cento) a 20% (vinte por cento) do valor do faturamento bruto da empresa, grupo ou conglomerado obtido, no último exercício anterior à instauração do processo administrativo, no ramo de atividade empresarial em que ocorreu a infração.

4.4.0.5 PROCESSOS DE NATUREZA AMBIENTAL

As tabelas abaixo apresentam uma descrição individual dos processos de natureza ambiental considerados relevantes para os negócios da Companhia e/ou de suas controladas.

4.4.0.5.1

Processo nº 0000648-35.2010.8.16.0025	
a. Juízo	Vara Cível da Comarca de Araucária do estado de Paraná
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	28/01/2010
d. Partes do Processo	Autor: Município de Araucária Réu: Petrobras e Instituto Ambiental do Paraná (IAP)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.436.915.252,55
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : Ação ajuizada pelo município de Araucária contra a Petrobras e o IAP, visando obter indenização pelos supostos danos causados ao município pelas obras de modernização da REPAR. Sentença ainda não proferida. <u>Fase Processual</u> : As partes estão avaliando a possibilidade de um acordo que vise solucionar a ação, sem ônus para a Petrobras. O processo foi suspenso para discussão da mencionada proposta de acordo.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ação contestada e, tendo em vista possibilidade de acordo, o processo se encontra suspenso.

h. Estágio do processo	Não há decisão de mérito.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima, o qual corresponde à estimativa quanto a valores relativos a possíveis obrigações de fazer que podem ser instituídas pela sentença, relacionadas com a recuperação de supostos danos ambientais causados pela modernização da REPAR.

4.4.0.5.2

Processo nº 0810137-59.2017.8.10.0001	
a. Juízo	Vara de Interesses Difusos de São Luís/MA
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	29/03/2017
d. Partes do Processo	Autor: Associação de Desenvolvimento Socioambiental da Bacia do Mearim - Guapé Réu: Petrobras e Petrobras Distribuidora (BR)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 6.178.114.237,45
f. Principais fatos	Objeto: Trata-se de Ação Civil Pública (ACP) proposta em 29/03/2017 pela Associação de Desenvolvimento Socioambiental da Bacia do Mearim - Guapé, associação sem fins lucrativos visando à reparação de danos ambientais e sociais decorrentes das obras de implantação da Refinaria Premium I, no Município de Bacabeira. A Associação autora aponta, dentre os fundamentos, o princípio do poluidor-pagador e o art.14§1º da Lei nº 6.938/81, e alega que as atividades da Petrobras na área onde seria implantada a Refinaria Premium I resultaram em alterações danosas ao meio ambiente, prejuízo na qualidade de vida da população e frustração a expectativa de negócios na região. Para comprovação destas alegações, o autor requer a produção de prova técnica pericial e a inversão do ônus probatório, visando transferi-lo para a Petrobras e BR. Em síntese, o autor pretende o seguinte: 1) em sede de tutela de urgência, que a Petrobras seja impedida de retomar as obras da Refinaria Premium I; 2) a condenação da Petrobras na obrigação de reparar os danos ambientais decorrentes da implantação do empreendimento; 3) a condenação da Petrobras a pagar indenizações decorrentes (a) dos danos materiais ambientais diretos, (b) danos morais coletivos ambientais e (c) danos sociais. Em razão dos danos apontados, requer indenização não inferior a R\$ 2,111 bilhões, a ser destinada ao fundo público competente. Fase Processual: A Petrobras foi citada em 18/09/2017 e apresentou sua contestação tempestivamente em 03/11/2017. Em 18/12/2017 a parte autora apresentou réplica à contestação da Petrobras. Em 23/03/2018 o MP apresentou manifestação concordando com a existência da conexão entre esta ACP e a ACP n.º 0809188-69.2016.8.10.0001 (Petrobras X estado do Maranhão). Foi proferida decisão determinando a conexão dos processos. Foram realizadas 2 audiências de conciliação. O processo está em tratativas para celebração de acordo. Foi deferida a prorrogação da suspensão do processo por mais 120 dias para a continuidade das tratativas de acordo. Após o levantamento da suspensão, o magistrado saneou o processo determinando a realização de perícia. A PETROBRAS agravou contra a decisão de inversão do ônus da prova, tendo esta sido mantida pelo TJMA. Processo em fase de complementação dos trabalhos periciais, e, após as manifestações sobre a perícia, haverá uma audiência de instrução e julgamento, inicialmente marcada para junho de 2025.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisões de mérito até o momento.

h. Estágio do processo	Processo em fase de complementação dos trabalhos periciais.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima, o qual corresponde ao valor da indenização requerida pela Associação Autora.

4.4.0.5.3

Processo nº 0002877-36.2003.4.02.5101	
a. Juízo	Superior Tribunal de Justiça e Supremo Tribunal Federal
b. Instância	Extraordinária
c. Data de instauração	03/02/2003
d. Partes do Processo	Autor: Petrobras Réu: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.156.109.318,06
f. Principais fatos	Objeto: Ação anulatória de autos de infração com imposição de multas em decorrência do vazamento do Oleoduto Santa Catarina-Paraná - OSPAR em 2000. Fase Processual: Apresentada defesa administrativa, após tramitação do processo administrativo, as multas foram definitivamente constituídas, mantidos os autos de infração. A Petrobras propôs ação anulatória. O Ibama ajuizou duas execuções fiscais, processos nº 5044016-81.2020.4.02.5101 (12ª VF RJ), relativo ao AI 89826/D de R\$ 15 milhões (valor histórico) e nº 5067153-92.2020.4.02.5101 (2ª VF RJ), relativo aos AIs 89827/D, de R\$ 3 milhões, e 89824/D, de R\$ 150 milhões (valores históricos). Aguarda-se julgamento de Recurso especial e Extraordinário interpostos pela Petrobras na ação anulatória, cujas decisões vigentes são desfavoráveis à empresa. Nas ações de execução fiscal, foram apresentados embargos à execução n.ºs 5000580-04.2022.4.5101 e 5000536-82.2022.4.02.5101, houve sentença e acórdão de apelação desfavoráveis à Petrobras e se aguarda o julgamento de recursos Especial e Extraordinário.
g. resumo das decisões	Decisões de mérito de 1º e 2º graus desfavoráveis.

h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento de Recurso especial e Extraordinário interpostos pela Petrobras na ação anulatória e na execução fiscal.
i. Chance de perda	R\$ 813.997.710,11 (Possível) e R\$ 342.111.607,95 (Provável)
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima, o qual corresponde ao valor atualizado dos débitos calculado pela Petrobras.

4.4.0.5.4

Processo nº 5030978-32.2022.8.08.0024	
a. Juízo	3ª Vara Cível de Vitória/ES
b. Instância	Ordinária
c. Data de instauração	03/10/2022
d. Partes do Processo	Autora: Confederação nacional dos pescadores e aquicultores - CNPA Ré: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.828.454.887,21
f. Principais fatos	Objeto: Ação civil pública movida por CONFEDERAÇÃO NACIONAL DOS PESCADORES E AQUICULTORES contra PETROBRAS. Alega: 1. Que a criação da zona de exclusão para operação para a operação do FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, localizado no campo de Tartaruga Verde, na Bacia de Campos, dificultou a pesca artesanal na região bem como 2. Prejuízos à atividade pesqueira causados pelo aumento do tráfego de navios petroleiros, aliviadores e rebocadores, expectativa negativa com a operação da plataforma, dentre outros. Baseia-se no Relatório de Impacto ao Meio Ambiente - RIMA do empreendimento e afirma serem os fatos incontroversos. Requer julgamento antecipado do mérito. Pede: A. Danos morais individuais homogêneos de R\$ 50.000,00 por pescador + B. Danos materiais (lucros cessantes) de B.1. Vencido de R\$ 606,00 (meio SM) x 60 meses = R\$ 36.360,00 por pescador + B.2. Vincendo de R\$ 606,00 por 200 duzentos meses = R\$ 121.200,00 por pescador + custas e honorários advocatícios. Total de pescadores: 16.488. Valor dos pedidos = 3.422.249.280,00 (= R\$ 207.560,00 por beneficiário). "Valor individual" dado à causa = R\$ 207.560,00 por substituído. Fase processual: Em decisão de saneamento do processo, o juízo (i) acolheu a impugnação ao valor da causa, corrigindo-o para fixá-lo no real proveito econômico pretendido (soma dos valores dos pedidos), (ii) não acolheu a preliminar de ilegitimidade da CNPA e (iii) indeferiu a inversão do ônus da prova, considerando a ausência de hipossuficiência e de verossimilhança das alegações da autora, determinando à CNPA o ônus de comprovar os danos alegados e o nexo de causalidade com a operação da Petrobras regularmente licenciada. A Petrobras apresentou petição de ajustes ao saneamento.

g. resumo das decisões de	Decisão saneadora não acolheu preliminares e indeferiu inversão do ônus da prova.
h. estágio do processo	Saneamento.
i. Chance de perda	Remota
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima, o qual corresponde ao valor atualizado dos débitos calculado pela Petrobras.

4.4.0.5.5

Processo nº 5035741-76.2022.8.08.0024	
a. Juízo	3ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça do Espírito Santo - TJES
b. Instância	Ordinária
c. Data de instauração	08/11/2022
d. Partes do Processo	Autora: Confederação nacional dos pescadores e aquicultores - CNPA Ré: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.357.351.895,81
f. Principais fatos	Objeto: Ação civil pública movida por CONFEDERAÇÃO NACIONAL DOS PESCADORES E AQUICULTORES contra PETROBRAS. Alega 1. Que a criação da zona de exclusão para operação de diversas FPSO no campo integrado de Parque das Baleias na Bacia de Campos, litoral sul do Espírito Santo, proibiu a pesca artesanal nesta região bem como 2. Prejuízos à atividade pesqueira causados pelas rotas de navios petroleiros, aliviadores, rebocadores, dentre outros. Baseia-se no Relatório de Impacto ao Meio Ambiente - RIMA do empreendimento e afirma serem os fatos incontroversos. Pede: A. Danos morais individuais homogêneos de R\$ 50.000,00 por pescador + B. Danos materiais (lucros cessantes) de B.1. R\$ 606,00 (meio SM) x 60 meses = R\$ 36.360,00 por pescador + B.2. Pensões mensais vincendas de R\$ 606,00 por 200 duzentos meses = R\$ 121.200,00 por pescador + custas e honorários de 20%. Total de pescadores: 13.250. Valor dos pedidos = 2.750.170.000,00. "Valor individual" dado à causa = R\$ 207.560,00 por beneficiário/substituído. Requer inversão do ônus da prova e julgamento antecipado do mérito. A Petrobras alega: Ilegitimidade ativa da CNPA, prescrição, inexistência da alegada interferência na atividade pesqueira e ausência de demonstração do nexo de causalidade e dos danos alegados. Fase processual: Proferida sentença acolhendo a impugnação ao valor da causa e de improcedência dos pedidos, pelo reconhecimento da prescrição. Pende de julgamento o recurso de apelação interposto pela CNPA.
g. resumo das decisões de	Decisão de 1º grau favorável no mérito (prescrição).

h. estágio do processo	Pendente julgamento de recurso em 2ª instância.
i. Chance de perda	Remota
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo conforme descrito no item “e” acima, o qual corresponde ao valor atualizado dos débitos calculado pela Petrobras.

4.4.0.5.6

Processo nº 0481524-29.2012.8.19.0001	
a. Juízo	Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro - TJRJ
b. Instância	Ordinária
c. Data de instauração	13/12/2012
d. Partes do Processo	Autora: Federação dos Pescadores do Estado do Rio de Janeiro - Feperj Ré: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Depende de liquidação judicial.
f. Principais fatos	Objeto: Ação indenizatória coletiva movida pela Federação dos Pescadores do Estado do Rio de Janeiro (Feperj) em face da Petrobras pleiteando reparação por danos materiais e morais supostamente causados aos pescadores em razão de diversos empreendimentos da Petrobras existentes no entorno da Baía de Guanabara, tais como Comperj, Reduc, terminais, gasodutos e oleodutos, que estariam, segundo a Autora, impossibilitando a pesca na região. A Petrobras alega irregularidade formal da demanda em razão do alto grau de generalização da causa de pedir; inexistência de ato ilícito praticado pela Petrobras, uma vez que todos os empreendimentos se encontram licenciados pelos órgãos ambientais; ausência de prova do aventado dano e a imprestabilidade da utilização do EIA/RIMA como elemento de prova da ocorrência de dano. Fase Processual: Após a realização de perícia desfavorável à Petrobras, foi prolatada sentença que condenou a Companhia a pagar: (a) R\$5.000,00 a cada pescador a título de dano moral; (b) pensões mensais vencidas, a contar da data do evento, no montante de 51% do salário-mínimo vigente à época, e vincendas, nos mesmos moldes, pela sobrevida provável do homem médio (75 anos) a título de dano material. O Juízo delimitou os efeitos da sentença aos pescadores que exerciam comprovadamente a profissão, registrados no Ministério da Pesca e cadastrados na FEPERJ desde o início efetivo das obras dos Projetos GNL e GLP, e excluiu do rol de beneficiários os pescadores que: (i) ajuizaram ações indenizatórias pela implementação dos Projetos GNL e GLP, tanto as com sentença transitada em julgado, como os processos em curso não suspensos na forma do art. 104 do Código de Defesa

	do Consumidor (CDC); (ii) foram indenizados por currais e outros materiais retirados durante as obras dos Projetos GNL e GLP. Foram interpostos recursos de Apelação por ambas as partes, que se encontram pendentes de julgamento perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro.
g. resumo das decisões de	Decisão de mérito de 1º grau desfavorável.
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento de apelações de autora e ré.
i. Chance de perda	Remota e possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério econômico-financeiro.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar um prejuízo financeiro relevante para a Companhia.

4.5. Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.4

O valor total provisionado dos processos descritos no item 4.4 refere-se a 31 de março de 2025, totalizando o montante de R\$ 1.023.507.024,16.

4.6. Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados no item 4.4, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos

Em relação aos processos abaixo descritos, a Companhia esclarece que eventuais informações referentes a “análise do impacto em caso de perda do processo” e “valores envolvidos no processo” referem-se à data base de 31 de março de 2025.

A Companhia é parte nos seguintes processos sigilosos relevantes:

4.6.1

Arbitragens na Câmara de Arbitragem do Mercado da B3	
a. Análise do impacto em caso de perda do processo	A Petrobras responde a sete arbitragens instauradas perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, 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, pretendeu ser coletiva, mediante representação de todos os acionistas minoritários da Petrobras que adquiriram ações na B3 entre 22/01/2010 e 28/07/2015. Os investidores pretendem que a Companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos revelados pela Operação Lava Jato. Essas arbitragens envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, cronogramas ainda a serem definidos pelos Tribunais Arbitrais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes e análises de peritos. Ademais, as pretensões formuladas são amplas e abrangem vários anos. As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas arbitragens. Como resultado, a Companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nestas arbitragens. A depender do desfecho de todos esses casos, a Companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período. Entretanto, a Petrobras não reconhece responsabilidade pelos supostos prejuízos alegados pelos investidores nestas arbitragens, tampouco o cabimento de arbitragem coletiva. A maioria destas arbitragens ainda está distante de um desfecho, seja em estágios preliminares, seja iniciando a fase de produção de provas. Contudo, em uma destas arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, no dia 26/05/2020, foi proferida sentença arbitral parcial que indica a responsabilidade da Companhia, mas não determina o pagamento de valores pela Petrobras, tampouco encerra o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso, e a sentença parcial - que não representa um posicionamento da CAM, mas unicamente dos três árbitros que compõem este painel arbitral - não se estende às demais arbitragens existentes. Em 20/07/2020, a Petrobras ingressou com ação judicial para anulação dessa sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Em 11/11/2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença arbitral parcial, em razão dessas graves falhas e impropriedades apontadas

pela Petrobras. Foi interposto recurso em face dessa decisão, sendo que a decisão do Tribunal de Justiça a respeito de tal pleito ainda não foi divulgada. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça.

Em 11/09/2024, a arbitragem coletiva foi julgada favoravelmente à Companhia, tendo o Tribunal Arbitral reconhecido a ilegitimidade da associação autora para propositura de demanda coletiva.

Em 09/01/2025, a Petrobras recebeu sentença arbitral final, em uma das arbitragens, na qual os árbitros entenderam que, com base no direito brasileiro, investidores não podem propor ação de indenização contra a companhia por danos indiretos, como aqueles relacionados à desvalorização do valor de ações.

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

b. Valores envolvidos no processo Indefinido

4.6.2

Arbitragens no país e ação judicial nos Estados Unidos relativos à Sete Brasil Participações S.A. (“Sete”)

a. Análise do impacto em caso de perda do processo A Petrobras foi parte em arbitragens no Brasil e é parte em uma ação judicial proposta na Corte do Distrito de Colúmbia, em Washington D.C., por investidores da Sete Brasil e em uma ação anulatória de sentença arbitral no Brasil. Nestes procedimentos, os investidores pediam/pedem indenização ao argumento de que a Petrobras os teria induzido em erro e de que a Companhia seria responsável pela situação financeira em que se encontra a Sete Brasil, que está em recuperação judicial. As arbitragens no Brasil são confidenciais e já foram extintas. Quanto à ação judicial proposta pela EIG Management Company, LLC e alguns fundos afiliados (em conjunto denominados “EIG”), na Corte Distrital, os autores alegam que a Petrobras teria praticado fraude ao induzir os demandantes a investir na Sete, através de comunicações que teriam deixado de revelar um suposto esquema de corrupção envolvendo a Petrobras e a Sete. No dia 30/03/2017, a Corte do Distrito de Colúmbia acolheu em parte a defesa preliminar da Petrobras (*motion to dismiss*), tendo decidido que o processo deveria seguir para a fase de produção de provas (“*Discovery*”). Houve a interposição de recursos por parte da Petrobras, tendo tal fase recursal perdurado até 16/01/2020, quando a decisão da Corte do Distrito de Colúmbia se tornou definitiva. Durante o ano de 2020, as partes se envolveram em extensas trocas de documentos e outras provas documentais. As partes também ouviram os depoimentos de diversas testemunhas dos fatos. Em 2021, além da continuidade de tais oitivas, foram produzidas provas periciais, bem como as partes apresentaram pedidos para que o caso fosse julgado sumariamente (*summary judgment*).

Em 8 de agosto de 2022, o juiz acolheu o pleito da EIG quanto à responsabilidade da Petrobras pelos alegados prejuízos, mas negou o pedido de julgamento antecipado (*motion for summary judgment*) com

relação a danos, com o que a concessão de indenização ficou sujeita à comprovação dos danos pela EIG em audiência de julgamento e à apreciação das defesas pela Companhia. Na mesma decisão, cujos reflexos foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia no terceiro trimestre de 2022, o juiz negou o pedido de extinção do processo com base na imunidade de jurisdição da Petrobras, razão pela qual foi apresentado recurso perante a Corte Federal de Apelações do Distrito de Colúmbia, que foi rejeitado em 24 de julho de 2024. Em função disso, o processo, que havia sido suspenso pelo juiz de primeira instância em 26 de outubro de 2022, em função da interposição do recurso pela Petrobras, teve seu curso retomado.

Em outro requerimento apresentado pela EIG, a Corte Distrital de Amsterdã concedeu medida cautelar em 26 de agosto de 2022, para bloquear determinados ativos da Petrobras na Holanda. A decisão foi fundamentada naquela proferida pela Corte Distrital do Distrito de Columbia, em 8 de agosto de 2022, e teve como propósito garantir a satisfação dos pedidos da EIG contidos no processo norte-americano mencionado anteriormente.

Em 7 de março de 2025, Petrobras e EIG celebraram acordo para encerrar o litígio entre as Partes. Nos termos do acordo, a Petrobras pagou à EIG US\$ 283 milhões, ao passo que a EIG requereu o encerramento da ação em trâmite na Corte do Distrito de Colúmbia e cancelou a medida cautelar de bloqueio de ativos da Petrobras 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 constitui reconhecimento de culpa ou de prática de atos irregulares pela Petrobras e atende 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.

Em dezembro de 2024, o juiz da recuperação judicial da Sete Brasil proferiu sentença decretando a falência da referida empresa, decisão esta que foi suspensa após recurso interposto pela Sete Brasil.

A Petrobras não detém mais qualquer participação societária, direta ou indireta, nas empresas do Grupo Sete Brasil.

b. Valores envolvidos no processo R\$ 837.128.362,18

4.6.3

Arbitragem no Tribunal Arbitral da Bolsa de Comércio de Buenos Aires (Arbitragem nº 1225/18)

a. Análise do impacto em caso de perda do processo	Arbitragem iniciada pela Consumidores Damnificados Asociación Civil, antes denominada Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa (“Associação”), na qual se discute a responsabilização da

b. Valores envolvidos no processo

Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras no país, em razão dos desdobramentos da Operação Lava Jato. Em junho de 2019, o Tribunal Arbitral decidiu que a arbitragem deveria ser extinta em função do não pagamento de custas pela Associação. A Associação interpôs recursos perante a segunda instância da Justiça Argentina e perante Suprema Corte Argentina, os quais foram rejeitados em sequência. Como resultado, o processo foi devolvido ao Tribunal Arbitral. Não é possível para a Companhia identificar possíveis riscos relacionados a esta demanda e produzir uma estimativa confiável da perda potencial nesta arbitragem, se houver.

A arbitragem busca ressarcimento de um suposto prejuízo que os investidores teriam suportado em decorrência de fatos revelados pela Operação Lava Jato.

4.6.4

Ações penais que tramitam na Argentina

a. Análise do impacto em caso de perda dos processos

Impacto financeiro e de imagem. A Petrobras foi incluída como ré em ações penais na Argentina:

a) Ação penal por alegado descumprimento da obrigação de publicar como “fato relevante” no mercado argentino a existência de uma ação coletiva movida por Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa, atualmente denominada Consumidores Damnificados Asociación Civil (“Associação”) perante a Corte Comercial, de acordo com as disposições da lei argentina de mercado de capitais. Vale ressaltar que a Petrobras não foi citada no âmbito da referida ação coletiva durante o período em que foi listada na Bolsa de Buenos Aires. A Petrobras apresentou defesas processuais na ação penal, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz. Em 4 de março de 2021, o tribunal (*Sala A da Camara Penal Económico*) decidiu que a competência para o julgamento desta ação penal deve ser transferida do Tribunal Económico Criminal N° 3 da cidade de Buenos Aires para o Tribunal Económico Criminal N° 2 dessa mesma cidade. 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.

b) Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015. O Tribunal de Apelações revogou, em 21 de outubro de 2021, a decisão de primeira instância que havia reconhecido a imunidade de jurisdição da Petrobras e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se a companhia poderia ser considerada criminalmente imune na Argentina para posterior reavaliação do tema. Após o juízo de primeira instância negar a imunidade de jurisdição à Petrobras, a Companhia recorreu ao Tribunal, que, em 27 de dezembro de 2022, considerou novamente a decisão de primeira instância prematura,

determinando a emissão de uma terceira decisão. Após realização das diligências determinadas pelo Tribunal de Apelações, em 30 de maio de 2023, o Juízo de primeira instância negou o reconhecimento de imunidade de jurisdição à Petrobras, tendo sido apresentado um recurso contra essa decisão perante o Tribunal de Apelações, que reconheceu a imunidade da Petrobras em 18 de abril de 2024. A Associação recorreu contra essa decisão e em 20 de dezembro de 2024, a Corte de Cassação reformou a decisão do Tribunal de Apelações para negar a imunidade de jurisdição da Petrobras, que, por sua vez, recorreu à Suprema Corte para restabelecer a decisão da Corte de Apelações. Em 27 de dezembro de 2024, antes do trânsito em julgado da decisão da Corte de Cassação, o juízo de primeira instância decretou o processamento da Petrobras e um embargo cautelar, o que foi objeto de recurso para o Tribunal de Apelações, que, em 03 de abril de 2025, revogou a decisão de processamento e o embargo cautelar. Em outro aspecto processual, em 14 de setembro de 2022, a decisão que havia reconhecido que a Associação não poderia atuar como representante dos consumidores financeiros foi reformada pela Corte de Cassação após um recurso da Associação. O recurso da companhia contra tal decisão foi rejeitado em 21 de fevereiro de 2025. A Petrobras apresentou outras defesas processuais, que poderão ser rediscutidas em fases posteriores do processo. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal nº 2 da cidade de Buenos Aires..

b. Valores envolvidos no processo Não é possível estimar no estágio atual dos processos.

4.6.5

Arbitragens sobre contratos para implantação de unidades na RNEST perante a CAM-CCBC

a. Análise do impacto em caso de perda do processo Trata-se de arbitragens instauradas por empreiteiras e consórcios em face da Petrobras, decorrentes dos contratos de implantação de determinadas Unidades da RNEST. As requerentes alegam a execução de serviços e fornecimentos adicionais não remunerados pela Petrobras, que a Petrobras incorreu em descumprimentos contratuais que lhes geraram uma série de alegados prejuízos e o desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos. A Petrobras apresentou pedidos contrapostos. A maior parte das arbitragens ainda se encontram em fase de produção de provas.

b. Valores envolvidos no processo Contingência passiva: R\$ 11.069.787.428,04
Contingência ativa: R\$ 6.948.654.055,46

4.6.6

Arbitragens relativas à definição de um Campo de Petróleo

a. Análise do impacto em caso de perda do processo A Companhia conta com quatro arbitragens em face de decisões da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, em razão desta ter considerado reservatórios distintos como um só campo de petróleo, com o fim de incrementar o recolhimento de participações governamentais. As

4.6.7

4.6.8

4.6.9

4.6.10

Ação Civil Pública movida pela Associação Brasileira dos Importadores de Combustíveis - ABICOM	
a. Análise do impacto em caso de perda do processo	A Petrobras é ré em ação civil pública n° 0076491-16.2020.8.17.2001, movida pela Associação Brasileira dos Importadores de Combustíveis - ABICOM, a qual tramita na Justiça Estadual de Pernambuco. A ação pleiteia o pagamento de lucros cessantes e danos emergentes supostamente devidos em razão da alegada prática de ato anticoncorrencial pela Companhia. Sentença de procedência parcial, condenando a Petrobras ao pagamento de indenização, em valor ainda a ser liquidado. Autos se encontram com Apelação pendente de julgamento no âmbito do tribunal de Justiça do Estado de Pernambuco. União Federal manifestou interesse no feito, pendente de análise pelo TJPE.
b. Valores envolvidos no processo	Contingência passiva: R\$ 1.946.786.527,57

4.6.11

Arbitragem envolvendo a Fábricas de Fertilizantes da Bahia e de Sergipe	
a. Análise do impacto em caso de perda do processo	A Petrobras é parte em arbitragem envolvendo os contratos de fornecimento de gás e arrendamento das Fábricas de Fertilizantes da Bahia e de Sergipe. A arbitragem é confidencial.
b. Valores envolvidos no processo	Contingência passiva: R\$ 1.162.264.436,04 Contingência ativa: R\$ 1.503.747.404,07

4.7. Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores

Em relação às contingências abaixo descritas, a Companhia esclarece que informações referentes a valores envolvidos, chance de perda, análise do impacto em caso de perda do processo e valor provisionado (se houver) referem-se à data base de 31 de março de 2025.

4.7.1

Termo de Compromisso de Cessação (TCC) firmado entre Petrobras e CADE referente ao mercado de refino (TCC nº 08700.002715/2019-30)	
Origem	Inquérito Administrativo nº 08700.006955/2018-22, aberto por determinação do Tribunal Administrativo de Defesa Econômica - TADE e Procedimento Preparatório de Inquérito Administrativo nº 08700.001275/2018-12 que foi apensado ao referido inquérito.
a. Signatários	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).
b. Data da celebração	11/06/2019
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Inquérito Administrativo nº 08700.006955/2018-22, aberto por determinação do Tribunal Administrativo de Defesa Econômica - TADE, e que visava a apurar de forma ampla a ocorrência de eventual abuso de posição dominante por parte da Petrobras no mercado de refino no Brasil, ao qual foi apensado o Procedimento Preparatório de Inquérito Administrativo nº 08700.001275/2018-12, aberto por força de representação da Associação Brasileira dos Importadores de Combustíveis (ABICOM), e que visava a investigar alegada conduta de preço predatório por parte da Petrobras que estaria prejudicando importadores de gasolina e diesel.
d. Obrigações assumidas	Em 29/05/2019, o TCC Refino foi celebrado, prevendo, dentre outros compromissos, a obrigatoriedade de alienação de oito refinarias (REPAR, RNEST, REGAP, REFAP, RLAM, REMAN, LUBNOR e SIX). Esses compromissos estavam alinhados aos direcionadores de gestão de portfólio, à época, e à Resolução do Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE") 09/2019, então vigente, que estabelecia diretrizes para a promoção da livre concorrência na atividade de refino no Brasil. Conforme Fatos Relevantes divulgados ao mercado em 22/05/2024, a Petrobras e o CADE aprovaram, nessa mesma data, aditivos aos Termos de Compromisso de Cessação de Prática para o mercado de Refino ("TCC Refino") e para o mercado de Gás ("TCC Gás"). O aditivo ao TCC Refino, após amplo debate entre as áreas técnicas da Petrobras e do CADE, culminou no encerramento da obrigação de alienação dos ativos remanescentes e no estabelecimento de novos compromissos, os quais podem ser resumidos nos seguintes itens: 1. novas obrigações, de natureza comportamental, desenhadas de forma a proporcionar ao CADE mecanismos de acompanhamento, em ambiente controlado, de dados relacionados à atuação comercial da Petrobras no mercado de derivados e de petróleo (óleo cru), em território nacional, que permitam a verificação do caráter não

discriminatório dos preços praticados pela Petrobras;

2. divulgação pela Petrobras de diretrizes gerais comerciais não discriminatórias para entregas de petróleo por via marítima a qualquer refinaria independente, em território brasileiro;

3. oferta de Contratos Frame a qualquer refinaria independente, em território brasileiro, para entregas via marítima. Esse modelo de contrato estabelece as condições básicas para a negociação, carga a carga, de um volume de petróleo, sendo certo que a obrigação de compra e venda somente será assumida na hipótese de ambas as partes chegarem a um acordo de preço, garantindo o seu alinhamento às condições de mercado vigentes à época da conclusão de cada negócio. Esses contratos deverão prever, durante um período de três dias úteis, a garantia de oferta de volume mínimo de petróleo mensal para entrega por via marítima por parte da Petrobras.

As novas obrigações pactuadas contemplam também as investigações instauradas após a celebração do TCC e preservam o objetivo de manutenção da competitividade no mercado de refino e expansão de agentes independentes, em um momento de transição na configuração do sistema de refino brasileiro.

Tendo em vista o exposto acima, a Diretoria Executiva da Petrobras retirou da sua carteira de desinvestimentos os seguintes ativos: REPAR, RNEST, REGAP, REFAP, LUBNOR.

Para mais detalhes, ver item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.

e. Prazo, se houver

O prazo de vigência das obrigações pactuadas no Aditivo ao TCC Refino é de três anos, podendo ser prorrogado por igual período, a critério do CADE.

f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo

Para mais detalhes, ver item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.

g. Consequências em caso de descumprimento

Para mais detalhes, ver item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.

4.7.2

Termo de Compromisso de Cessação (TCC) firmado entre Petrobras e CADE referente ao mercado de gás natural (TCC nº 08700.003136/2019-12)	
Origem	Processo Administrativo nº 08700.002600/2014-30; Inquérito Administrativo nº 08700.007130/2015-82 e Inquérito Administrativo nº 08700.003335/2018-31, que foi apensado ao Inquérito Administrativo nº 08700.007130/2015-82, e a Iniciativa Gás para Crescer.
a. Signatários	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).
b. Data da celebração	08/07/2019
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Processo Administrativo nº 08700.002600/2014-30, instaurado para investigar alegada prática de conduta de abuso de posição dominante pela Petrobras, na forma de oferecimento de condições comerciais (concessão de descontos) discriminatórias mais benéficas à Gás Brasileiro Distribuidora - GBD - distribuidora estadual de gás canalizada integrada ao Sistema Petrobras. Inquérito Administrativo nº 08700.007130/2015-82, instaurado a partir de representação da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), para investigar condutas da Petrobras relacionadas ao mercado de gás. Inquérito Administrativo nº 08700.003335/2018-31, instaurado para investigar a atuação da Petrobras no fornecimento de gás natural ao setor de energia como um todo, tendo sido apensado ao Inquérito Administrativo nº 08700.007130/2015-82. Iniciativa Gás para Crescer, que teve por objeto propor medidas para o aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a intenção da Petrobras de reduzir e otimizar sua participação no setor de gás natural.
d. Obrigações assumidas	Conforme Fatos Relevantes divulgados ao mercado em 22/05/2024, a Petrobras e o CADE aprovaram, nessa mesma data, aditivo aos Termos de Compromisso de Cessação de Prática para o mercado de Refino ("TCC Refino") e para o mercado de Gás ("TCC Gás"). O aditivo ao TCC Gás, que é fruto de amplo debate entre as áreas técnicas da Petrobras e do CADE, ensejou o encerramento da obrigação de alienação da TBG e o estabelecimento de novos compromissos, os quais podem ser resumidos nos seguintes itens: 1. salvaguardas adicionais ao processo de eleição de membros independentes ao Conselho de Administração da TBG. A seleção desses Conselheiros, pela Petrobras, será necessariamente assessorada por um headhunter independente, que deverá providenciar uma lista tríplice de candidatos que observem os requisitos de independência estabelecidos no TCC Gás, a partir da qual serão indicados os novos membros do Conselho de Administração da TBG. Caso a eleição de qualquer conselheiro independente indicado pela Petrobras tenha descumprido os termos, o CADE poderá aplicar multa à Petrobras (R\$ 150 mil) e determinar a revogação da

	nomeação desse conselheiro e o reinício do processo;
	2. independência material (de fato) da Diretoria Comercial da TBG em relação à Petrobras, afastando-a de qualquer influência possível por parte da Petrobras, na qualidade de acionista majoritária da sociedade. Para tanto, a Petrobras se compromete a, durante a vigência do TCC Gás, não ceder nenhum funcionário da Petrobras ou de suas subsidiárias integrais para compor quadros da TBG na Diretoria Comercial.
	Tendo em vista o exposto acima, a Diretoria Executiva da Petrobras retirou a TBG da carteira de desinvestimentos. Para mais detalhes, ver item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.
e. Prazo, se houver	O prazo de vigência das obrigações pactuadas no Aditivo ao TCC Gás é coincidente com a emissão de certificado de independência para a TBG, após a regulamentação do art. 5º, § 3º da Nova Lei do Gás ou até 4 de março de 2039, o que ocorrer primeiro.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	Para mais detalhes, ver item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.
g. Consequências em caso de descumprimento	Para mais detalhes, ver item 2.10.a.iii. deste Formulário de Referência.

4.7.3

Termo de Compromisso Socioambiental com o Estado do Rio de Janeiro através da Secretaria de Estado do Ambiente (SEA) e Instituto Estadual do Ambiente - INEA celebrado pela Petrobras	
Origem	Atendimento à condicionante nº 7 da Licença Ambiental de Instalação (LI) nº IN018055, referente ao processo de licenciamento ambiental da Usina Termelétrica Baixada Fluminense.
a. Signatários	Secretaria de Estado do Ambiente (SEA), Instituto Estadual do Ambiente (INEA) e a Petrobras
b. Data da celebração	27 de julho de 2012
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Formalização do Termo de Compromisso Socioambiental previsto na condicionante 7 da LI nº IN018055, bem como estabelecer as condições a serem observadas pela compromissada Petrobras para atendimento das condicionantes 8.1, 8.2 e 8.3, da Licença Prévia nº IN016720, de 26/05/2011, modificadas por meio da averbação nº AVB001500, que se refere à implantação de projetos e/ou obras de saneamento no município de Seropédica e ao monitoramento das populações do Boto-Cinza (<i>Sotalia guianensis</i>), na Baía de Sepetiba, respectivamente.
d. Obrigações assumidas	- Repassar, no prazo e na forma estabelecida nos respectivos instrumentos jurídicos, os recursos (R\$ 8.815.017,54) à autoridade

	competente ou à entidade gerenciadora do projeto, de acordo com o cronograma previsto em Plano de Trabalho. - Apresentar a comprovação do repasse financeiro dos valores previstos, no prazo e na forma estabelecida nos respectivos instrumentos jurídicos. - Apresentar relatórios semestrais ao INEA, com a devida comprovação do repasse financeiro dos recursos.
e. Prazo, se houver	1095 dias, podendo ser prorrogável por igual período e novo TC em negociação.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	As obras de saneamento no município de Seropédica/RJ já foram finalizadas e foi emitido o Termo de Quitação. Já o monitoramento das populações do Boto-Cinza na Baía de Sepetiba vem sendo acompanhado pela equipe da Petrobras. Será celebrado um novo TC para execução do saldo remanescente.
g. Consequências em caso de descumprimento	Execução judicial do Termo de Compromisso, além da incidência de multa por descumprimento de condicionante de licença ambiental.
h. Outras observações	Termo de Compromisso Socioambiental (TCS) Valor total: R\$ 8.815.017,54, a maior parte já paga, restando apenas o saldo remanescente de R\$ 145.475,00.

4.7.4

Termo de Cooperação Técnica e Financeira com a Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços - SEDEIS	
Origem	Decreto Estadual 26.271/2000 e 28.374/2001 Resolução SEINPE Nº 9 DE 2001 e Nº 16 DE 2002
a. Signatários	Governo do estado do Rio de Janeiro, Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços - SEDEIS
b. Data da celebração	28 de março de 2002
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Regime de diferimento do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS a empresas que vierem a constituir-se no estado do Rio de Janeiro, objetivando implementar projetos independentes de termogeração de energia elétrica à gás.
d. Obrigações assumidas	Implementação de projetos de incentivo ao uso de fontes alternativas de energia ou de incentivo a conservação de energia em prédios públicos.
e. Prazo, se houver	30 de junho de 2016
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	Para o atendimento às condicionantes do Termo de Cooperação Técnica e Financeira, a Petrobras recebe solicitação da SEDEIS de aplicação dos recursos em projetos de incentivo ao uso de fontes alternativas de energia ou de incentivo a conservação de energia, conforme definido no Termo de Cooperação Técnica e Financeira. Há

	acompanhamento mensal das atividades desenvolvidas. Anualmente a PETROBRAS envia à SEDEIS um relatório físico financeiro com o balanço dos recursos investidos nos projetos.
g. Consequências em caso de descumprimento	O descumprimento das obrigações assumidas no Termo de Cooperação Técnica e Financeira pode caracterizar o descumprimento das condicionantes para fruição do diferimento do ICMS, levando a um risco tributário.
h. Outras observações	Não há.

4.7.5

Termo de Ajustamento de Conduta firmado com o estado do Rio de Janeiro por meio da Secretaria Estadual do Ambiente e Instituto Estadual do Ambiente com a Petrobras, Refinaria Duque de Caxias - REDUC	
Origem	Emissão de nova licença de operação e recuperação da refinaria.
a. Signatários	Secretaria de Estado do Ambiente - SEA, Comissão Estadual de Controle Ambiental - CECA, Instituto Estadual do Ambiente - INEA, Petrobras, Refinaria Duque de Caxias - REDUC.
b. Data da celebração	18 de outubro de 2011.
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Necessidade de disciplinar as medidas técnicas necessárias ao cumprimento das condicionantes das licenças de operação.
d. Obrigações assumidas	Realização de 24 ações, que totalizam o montante de investimento estimado de R\$ 1.089.300.000,00; e Celebração de cinco convênios, com o objetivo de melhoria da qualidade ambiental do estado do Rio de Janeiro totalizando um investimento máximo de R\$ 50.000.000,00.
e. Prazo, se houver	72 meses e novo TAC (em negociação)
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	O cumprimento das 24 ações pactuadas no Termo de Ajustamento de Conduta é objeto de auditoria de terceira parte, realizada semestralmente, cujo relatório é encaminhado ao órgão ambiental, conforme Cláusula Terceira. Já foram encerradas 22 ações (aguardando quitação a ser emitida pelo órgão ambiental) e as outras 2 ações seguem em andamento e deverão fazer parte de novo TAC.
g. Consequências em caso de descumprimento	Multa moratória de 0,05% do valor estipulado para cumprimento do TAC. Acionamento da garantia do valor penhorado em favor do TAC correspondente ao volume de 958.890 m ³ de óleo.
h. Outras observações	Não há.

4.7.6

Termo de Compromisso (TC) referente aos Aterros Cetrin e Mantovani, firmado entre o Ministério Público do estado de São Paulo e empresas que integram a relação de empresas destinatárias de resíduos para esses aterros, e intervenientes-anuentes a Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental - Cetesb, a CSD - Geoklock Consultoria e Engenharia Ambiental Ltda. e anuente o Sr. Valdemar Mantovani, sócio-gerente e representante dos Aterros Cetrin e Mantovani	
Origem	Em 16/03/2001, a promotoria de justiça da Comarca de Jaguariúna instaurou o Inquérito Civil nº 001/2001 para averiguar a possibilidade de se firmar termo de compromisso com as empresas que supostamente teriam destinado resíduos aos Aterros Cetrin e/ou Mantovani, o qual foi firmado em 11/09/2001. A Petrobras, embora não tenha disposto resíduos diretamente, contratou a Lubrinasa para o tratamento de gásóleo cujo processo gerou resíduos, estes encaminhados para esses aterros. A Petrobras aderiu ao TC e seus aditivos, em 13/08/2010, através de Acordo Judicial com o Ministério Público do estado de São Paulo, nos autos da Ação Civil Pública 1404/02, que tramita perante o MM. Juízo de Jaguariúna/SP, condicionada à sua exclusão da ação judicial.
a. Signatários	Ministério Público do estado de São Paulo, Cia de Tecnologia e Saneamento Ambiental - Cetesb e EP Engenharia do Processo Ltda. (intervenientes-anuentes), Akzo Nobel Ltda., Alpargatas S.A. (São Paulo Alpargatas S.A.), Amphenol Tfc do Brasil Ltda. (Monte D'este Ind. Com. Ltda.), Boehringer Ingelheim do Brasil Quím. e Farmacêutica Ltda., Brazão Lubrific. Ltda., Buckman Laboratórios Ltda., Cargil Agrícola S/A, Carioquímica Ind. e Com. Prod Quim Ltda., Clariant S.A. (Ind. Quím. Resende S.A.), Clariant S.A. (Montecril S.A.), Du Pont do Brasil S.A., Eaton Ltda., Elekeiroz S.A. (Ciquine Cia. Petroq.), Embraer - Empresa Bras. De Aeronáutica S.A., Furukawa Industrial S.A. Prod. Elét. Gpc Química S.A. (Prosint Prod. Sintéticos S.A.), Huzicromo Galvanoplastia Ltda., Ind. Elét. Marangoni Maretti Ltda., Ipiranga Prod. De Petróleo S.A. (Chevron do Brasil Ltda.), Johnson & Johnson Industrial Ltda., Kadant South America Ltda. (Cbti Cia Bras. De Tec. Industrial), Lubrasil Lubrificantes Ltda., Mahle Metal Leve S.A. (Cima Com. Ind. Mat. Automotivo), Mann+Hummel Brasil Ltda. (Filtros Mann Ltda.), Mercedes-Benz do Brasil Ltda. (Daimler Chrysler), National Semicondutores da América do Sul Ltda., Novelis do Brasil Ltda. (Alcan Alumínio do Brasil Ltda.), Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras, Philips do Brasil Ltda., Rhodia Brasil Ltda., Robert Bosch Ltda., Sanofi - Aventis Farmac. Ltda., Sespo Ind. e Com. Ltda., Spgprints Brasil Ltda. (Stork Isc Ltda.), Tekno S.A. - Ind. e Com., Texas Instr. Eletrônicos Ltda., Valeo Sist. Automotivos, Yanmar do Brasil S.A.
b. Data da celebração	11 de setembro de 2001
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Inicialmente, a Petrobras não era ré na Ação Civil Pública 1404/2002, passando a integrá-la em virtude de decisão proferida após declarações do representante da Lubrinasa nos autos. A motivação judicial para a entrada da Petrobras no processo foi o entendimento de não estar caracterizada a sua relação comercial com a Lubrinasa

	como fornecimento de matéria-prima, porém como contrato de prestação de serviço de tratamento de gasóleo oriundo de refinarias da Petrobras e, nesse sentido, em última análise, seria sua a responsabilidade pelos resíduos gerados e enviados para o Aterro Mantovani, em razão da terceirização de parte de seu processo produtivo.
d. Obrigações assumidas	Medidas emergenciais e de curto prazo contidas no TC e seus aditamentos, envolvendo o controle e mitigação de riscos de contaminação dos resíduos dispostos nos Aterros Cetrin e Mantovani sobre o solo, águas superficiais e subterrâneas, e sítios do entorno dos aterros; além de diagnóstico ambiental e apresentação de projeto de remediação da área dos aterros.
e. Prazo, se houver	O Termo de Compromisso e seus aditamentos serão encerrados quando concluídas as obrigações assumidas nos mesmos, com aprovação da Cetesb.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	As medidas estão sendo executadas pelas empresas contratadas da Petrobras e das demais signatárias do termo de compromisso e respectivos aditivos. A fiscalização da execução de tais medidas é feita pelo Ministério Público, pela Cetesb e por representante das empresas signatárias.
g. Consequências em caso de descumprimento	Pelo descumprimento, dos aditivos celebrados, a Companhia está sujeita à penalidade de multa: a) simples, até o 15º dia do inadimplemento; b) diária, a partir do 16º dia do inadimplemento, bem como a serem ajuizadas novas medidas judiciais e/ou administrativas, em razão do descumprimento das obrigações ou saída da Companhia antes da conclusão das medidas previstas no TC. Como a participação da empresa nos Termos de Aditamento ao TC é obrigação estipulada em acordo celebrado com o MP, o seu descumprimento implicaria a sua execução forçada em face da Petrobras.
h. Outras observações	A lista de empresas signatárias originalmente era composta por 42 empresas-parte, sendo que este número diminuiu ao longo das celebrações dos termos de aditamento ao Termo de Compromisso. Como algumas empresas não signatárias do Termo celebrado em 2001 aderiram voluntariamente, enquanto outras então signatárias à época deixaram de participar nos termos de aditamento que se sucederam, a relação de empresas tem variado em função dessas alterações. O MP vem adotando medidas, inclusive na esfera judicial, para promover a responsabilização das empresas não participantes do TC. Foi celebrado pela Companhia e demais empresas o 20º Termo de Aditamento, contemplando medidas relacionadas ao planejamento da futura remediação da área.

4.7.7

Termo de Compromisso com Ministério Público do estado de São Paulo	
Origem	Encerramento do Inquérito Civil Público 14.0701.0000146/2014-2 (antigo 30/16) e inquérito para investigar danos à saúde (IC 14.0677.0001658/2012-9).
a. Signatários	Petróleo Brasileiro - S/A - Petrobras, Ministério Público Federal e Prefeitura Municipal de São Sebastião-SP
b. Data da celebração	28 de fevereiro de 2011
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Área de aterro no Bairro Itatinga em São Sebastião, que funcionou na década de 70. A área foi urbanizada e por reclamação de um morador em 2006, o inquérito civil ("IC") foi iniciado, após indicação da Cetesb.
d. Obrigações assumidas	Desocupação e reabilitação da área localizada no bairro Itatinga, município de São Sebastião.
e. Prazo, se houver	Originalmente, 540 dias, mas após a assinatura do TC, houve vários embargos por parte do poder público. O projeto de remediação teve que ser aprimorado e só foi reiniciado em dez/2014. Foi assinado em 05/12/2018 aditivo ao TC com prazo de vigência vinculado ao cumprimento das obrigações previstas.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	Toda a área foi indenizada e concluídas as medidas de remediação, cujos documentos comprobatórios estão sob análise do órgão ambiental. Em continuidade ao cumprimento do Termo de Compromisso, a partir de proposta do Ministério Público Estadual, as partes estão nas tratativas finais para celebração do segundo termo aditivo a fim de direcionar valor provisionado restante para fundo municipal, em substituição à implantação de estrutura destinada ao apoio psicossocial de crianças e adolescentes e, anteriormente, de estudo de saúde, em razão de impedimentos técnicos desses projetos.
g. Consequências em caso de descumprimento	Prosseguimento das investigações nos ICs 14.0701.0000146/2014-2 e 14.0677.0001658/2012-9, com possível propositura de ação civil pública
h. Outras observações	O aditamento foi homologado pelo Conselho Superior do Ministério Público do estado de SP.

4.7.8

Termo de Compromisso firmado com a Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco - CPRH - e a Petrobras, Refinaria do Nordeste - RNEST	
Origem	Emissão de nova licença de operação da refinaria.
a. Signatários	CPRH e Petrobras, Refinaria RNEST.
b. Data da celebração	30 de dezembro de 2015, 2 aditivos firmados, sendo um em janeiro de

	2017 e outro em janeiro de 2020.
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Necessidade de disciplinar a implementação de medidas técnicas necessárias ao cumprimento das condicionantes das licenças de operação da RNEST, especialmente no tocante a emissões atmosféricas e gerenciamento de resíduos.
d. Obrigações assumidas	Realização de 4 ações, que totalizam o montante de investimento estimado de R\$ 300.000.000,00 (trezentos milhões de reais): • Implantar e fazer funcionar a Unidade de Abatimento de Emissões Atmosféricas - SNOX (U-93); • Instalar a Central de Resíduos; • Remanejar a Unidade de Monitoramento da Qualidade do Ar da RNEST; e • Implantar e fazer funcionar uma Unidade de Monitoramento da Qualidade do Ar.
e. Prazo, se houver	Dezembro de 2022. Foi celebrado Termo Aditivo em 16/12/2022, com a prorrogação do prazo do Termo de Compromisso até dezembro de 2024.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	Está em andamento o processo para contratação da empresa que realizará as obras de construção e implantação da SNOX e a instalação da central de resíduos. Em relação às duas outras ações, o cumprimento já está em andamento. A unidade SNOx foi concluída e entrou em operação tendo sido comunicado o órgão ambiental e, conseqüentemente, solicitada certidão de cumprimento integral do termo de compromisso.
g. Consequências em caso de descumprimento	• Em caso de descumprimento integral, multa no valor de R\$ 8.000.000,00 (oito milhões de reais); • Descumprimento da obrigação de implantar a SNOX - R\$ 6.500.000,00; • Descumprimento da obrigação de instalar a Central de Resíduos - R\$ 1.000.000,00; • Descumprimento da obrigação de remanejar a Unidade de monitoramento do ar - R\$ 200.000,00; • Descumprimento da obrigação de implantar e fazer funcionar uma Unidade de Monitoramento da Qualidade do Ar - R\$ 300.000,00 • Sanções administrativas previstas na legislação - multa, embargo, interdição e cassação da licença de operação.
h. Outras observações	O Termo em questão é relevante, na medida em que seu inadimplemento poderá resultar na cassação da licença de operação da refinaria e, conseqüentemente, na imediata interrupção das suas atividades. A licença de operação foi renovada, havendo, porém, pendências do Termo de Compromisso ainda a serem atendidas.

4.7.9

5º Termo Aditivo ao Termo de Compromisso com o Instituto Brasileiro dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA - pela Petrobras	
Origem	Processo Administrativo 02001.000128/2018-26 1º, 2º, 3º, 4º e 5º Termos Aditivos ao Termo de Compromisso (TC - TOG Alterar compromissos previstos no TC original, bem como estabelecer prazos adicionais para conclusão das ações e medidas necessárias para adequação das plataformas marítimas de produção da Petrobras, em relação ao descarte de água de produção, regulado pelo artigo 5º da Resolução CONAMA nº 393/2007, mediante a realização das análises gravimétricas a partir do método <i>Standard Methods</i> (SM) 5520-B.
a. Signatários	IBAMA e Petrobras
b. Data da celebração	23 de fevereiro de 2018 (TC original); 20 de março de 2019 (1º Termo Aditivo); 11 de fevereiro de 2020 (2º Termo Aditivo); 29 de dezembro de 2020 (3º Termo Aditivo), 27 de dezembro de 2021 (4º Termo Aditivo) e 30 de outubro de 2024 (5º Termo Aditivo).
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	O TC original foi celebrado, em 23 de fevereiro de 2018, por 730 dias tendo em vista a emissão do Parecer Técnico nº 43/2017 CGMAC/DILIC/IBAMA, relativo à Operação Ouro Negro na plataforma P-51, o qual indicou a necessidade de ajustes no gerenciamento da água produzida descartada em plataformas, vedando o uso da análise gravimétrica pelo método SM 5520-F, cujas medidas são aplicáveis a um amplo conjunto de plataformas (P-52, P-56, P-51, P-19, PPM1, P-35, P-43, P-53, P-65, P-18, P-55, P-62, P-38, P-40, P-50, P-54, P-47, P-26, P-33, P-37, Plataforma Capixaba, P-32, Plataforma Cidade de Itajaí, Plataforma Cidade de Niterói, Plataforma Cidade de Anchieta, Plataforma Cidade de Vitória, P-48 e PCR-1), indicando a necessidade de implantar ajustes operacionais, tecnológicos ou processo de reinjeção para as situações em que não seja possível a redução da parcela do TOG dissolvida. Em 20/03/2019, foi celebrado o 1º Termo Aditivo o qual previu, de forma adicional e exclusivamente, que todo o valor da medida compensatória, de R\$ 100 MM, seria pago ao programa GEF-Mar, gerenciado à época pelo Ministério do Meio ambiente. Como o prazo estipulado no Termo de Compromisso original não foi suficiente para realização de todas as adaptações técnicas ou ajustes tecnológicos necessários, além, em parte, por conta dos impactos da pandemia do Covid-19, se fez necessária a celebração dos Termos Aditivos 2, 3 e 4 para a prorrogação dos prazos a fim de ultimar a otimização, a rota química, a rota de adsorção e a reinjeção, conforme destacado a seguir. Em 11/02/2020, foi celebrado o 2º Termo Aditivo ao TC, TCA nº 1/2020-GABIN para finalizar ações para implementação da reinjeção, otimização, rota química e rota adsorção relativas a 17 plataformas das 28 inicialmente previstas. Neste 2º Termo Aditivo foi

estabelecida, ainda, uma medida compensatória adicional no valor de R\$ 46.610.040,40 ao GEF-Mar. As 17 plataformas objeto do 2º Termo Aditivo ao TC do TOG foram: P-18, P-19, P-35, P-38, P-40, P-43, P-47, P-48, P-50, P-51, P-52, P-54, P-55, P-56, P-62, P-65, PPM1. Este Termo Aditivo tinha prazo até 22/01/2021, prorrogável em casos específicos mediante decisão tecnicamente fundamentada e acordo entre as partes.

Em 31/12/2020, foi celebrado o 3º Termo Aditivo ao TC, TCA nº 3/2020-GABIN devido à necessidade de dilatar compromissos previstos no instrumento com o estabelecimento de prazo adicional para conclusão das ações e medidas necessárias para adequação das seguintes plataformas marítimas de produção da Petrobras: P-40, P-50, P-51, P-52, P-54, P-55, P-56 e P-62. Este Termo Aditivo tinha prazo até 31/12/2021, prorrogável em casos específicos mediante decisão tecnicamente fundamentada e acordo entre as partes.

Em 27/12/2021, houve a celebração do 4º Termo Aditivo ao Termo de Compromisso (TC), TCA nº 9/2021-GABIN, devido à necessidade de dilatar compromissos previstos no instrumento com o estabelecimento de prazo adicional para conclusão das ações e medidas necessárias para adequação das seguintes plataformas marítimas de produção da Petrobras: P-40, P-50, P-51, P-54, P-55, P-56 e P-62.

Em 30/10/2024, foi celebrado o 5º Termo Aditivo ao Termo de Compromisso (TC), TCA nº 3/2024-Gabin, devido à necessidade de prazo adicional para conclusão das obras de adaptação da plataforma P-62, para entrega de sistema de detecção radar e para cumprimento da obrigação acessória de entrega de embarcação. O prazo de vigência deste aditivo está previsto para 01/11/2026, prorrogável em casos específicos mediante decisão tecnicamente fundamentada e acordo entre as partes.

d. Obrigações assumidas

1º Termo Aditivo:

- Pagar R\$ 100.000.000,00 (Cem milhões de reais), a título de medida compensatória, a serem transferidos em 24 parcelas mensais ao programa GEF-Mar, gerenciado pelo Ministério do Meio Ambiente, com recursos aplicados exclusivamente em projetos de conservação da biodiversidade marinha e costeira e de combate à poluição marinha.

2º Termo Aditivo:

- Implementar otimização da P-35 e P-54 (Item XI.2c do Anexo 1 do TC -Plano 3), até 30/06/2020;
- Implementar Rota Química da P-18, P-19, P-35, P-43, P-47, P-48, P-65 e PPM1 (item XI.4 do Anexo 1 do TC - Plano 4 e 5) até 30/06/2020;
- Implementar Reinjeção para P-40, P-50, P-51, P-52, P-54, P-55, P-56 e P-62 (Item CI.4 do Anexo 1 do TC - Plano 4 e 5) até

31/12/2020;

- Implementar Rota Adsorção para a P-38 (Item XI.4 do Anexo 1 do TC - Planos 4 e 5) até 31/12/2020;
- Disponibilizar ao IBAMA, até 31/12/2020, 80 (oitenta) horas/mês de monitoramento aéreo, por aeronave asa fixa, para detecção, qualificação e registro de ocorrências de interesse da fiscalização e monitoramento ambiental, como atividades pesqueiras e acidentes tecnológicos;
- Entregar até 22/02/2021 a propriedade de uma embarcação para fiscalização, monitoramento e controle ambiental marítimo.
- Fornecer imagens de satélite de Radar de Abertura Sintética (SAR), até 31/12/2020;
- Pagar R\$ 46.610.040,40 (quarenta e seis milhões, seiscentos e dez mil, quarenta reais e quarenta centavos), a título de medida compensatória, ao GEF-Mar.

3º Termo Aditivo:

- Realizar as ações contidas no Anexo 1 do TC original para ultimar a reinjeção (CI.4 do Anexo 1 do TC - Plano 4 e 5), para as plataformas P-51, P-55 até 30/04/2021, P-40, P-52, P-54, P-56 e P-62 até 30/06/2021 e P-50 até 30/08/2021.
- Disponibilizar ao IBAMA, até 31/12/2021, 80 (oitenta) horas/mês de monitoramento aéreo, por aeronave asa fixa, para detecção, qualificação e registro de ocorrências de interesse da fiscalização e monitoramento ambiental, como atividades pesqueiras e acidentes tecnológicos
- Fornecer imagens de satélite de Radar de Abertura Sintética (SAR) até o término de vigência do aditivo.

4º Termo Aditivo:

- viabilizar período necessário para eliminar descartes desenquadrados, decorrentes da implementação da solução de reinjeção nas plataformas P-40, P-50, P-51, P-54, P-55, P-56 e P-62, para dar cumprimento à Resolução Conama nº 393/2007 pelo SM 5520B;
- viabilizar período necessário para quitação da obrigação do item IV.1 do Anexo 1 do Termo de Compromisso original “instalação de sistema de monitoramento de feições oleosas com sistema radar e infravermelho nas plataformas P-19, P-35, P- 43, P-51, P-52, P-53 e P- 56;
- compatibilizar o período necessário para a quitação da obrigação do item 2.4 do 3º Termo Aditivo (“entrega da propriedade de uma embarcação”);
- enviar relatórios trimestrais contendo a análise crítica dos resultados e ações que visem minimizar as situações de desenquadrados descartados e acompanhamento dos volumes descartados pelas plataformas;
- compartilhar os dados brutos de TOG e os volumes de água produzida diariamente de forma automatizada e padronizada;

	- disponibilizar ao IBAMA, 80 (oitenta) horas/mês de monitoramento aéreo, sem interrupções, até o término da vigência do deste termo aditivo. 5º Termo Aditivo: - concluir as ações para eliminação dos descartes por fluxo mínimo na plataforma P-62; - entregar o sistema de detecção radar para quitação da obrigação do item IV.1 do Anexo 1 do Termo de Compromisso original “instalação de sistema de monitoramento de feições oleosas com sistema radar e infravermelho” para as adequações conforme a Informação Técnica nº7/2022-COPROD/CGMAC/DILIC; - celebrar o contrato de fornecimento de embarcação para a quitação da obrigação do item 2.4 do 3º Termo Aditivo (“entrega da propriedade de uma embarcação”).
e. Prazo, se houver	Até 01/11/2026, prorrogável em casos específicos mediante decisão tecnicamente fundamentada e acordo entre as partes, conforme 45º Termo Aditivo ao TC.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	A Companhia está adotando as medidas para atender às obrigações assumidas.
g. Consequências em caso de descumprimento	Execução judicial do Termo de Compromisso, além da incidência de multa diária de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) por obrigação descumprida, sem prejuízo da aplicação de outras sanções administrativas previstas na Lei 9.605/98 e Decreto 6.514/08.
h. Outras observações	Termo adicional ao Termo de Compromisso (TC) TOG

4.7.10

Termo de Compromisso com o Ministério Público do estado de Minas Gerais e a Petrobras - REGAP	
a. Origem	Firmado no bojo da Ação Civil Pública nº 027.92.002010-7, proposta pelo Ministério Público do estado de Minas Gerais, a qual questionava o cumprimento das condicionantes ambientais referentes a operação da Refinaria Gabriel Passos - REGAP, determinando seu cumprimento sob pena de multa diária de R\$100 mil/dia.
b. Signatários	Ministério Público do estado de Minas Gerais e Petrobras
c. Data da celebração	04/08/2014
d. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Sentença desfavorável à Petrobras, que determinava o cumprimento das condicionantes de sua licença ambiental, sob pena de multa diária de R\$100mil/dia. - Não cumprimento das condicionantes da LO 089/13 constantes do parecer técnico de renovação da LO 089/13 e Autos de Infração - AI

	59.122/13 e AI 62.139/13.
e. Obrigações assumidas	- Risco do indeferimento do pedido de renovação da LO da REGAP. Somente operar com licença em Betim e cumprir planos de controle e condicionantes de licenciamento ambiental. Implantar monitoramento <i>online</i> das chaminés do UFCC I e II, nas caldeiras de Geração de Vapor A, B e C e na Unidade de Cogeração, e enviar dados de forma <i>online</i> ao órgão ambiental. Manter as emissões conforme limites estabelecidos pelo CONAMA. Apresentar estudos sobre as técnicas de controle de cianobactérias na Lagoa de Ibirité. Monitorar a qualidade da Lagoa de Ibirité. Apresentar estudo sobre a situação da Lagoa de Ibirité. Apresentar plano de ação e executar a remoção de macrófitas da Lagoa de Ibirité. Apresentar os relatórios de Auditoria Legal da REGAP independente das Resoluções CONAMA 306/2002 e 381/2006. Apresentar o projeto de modernização da nova URE e finalizar a obra conforme cronograma para que a nova URE esteja operacional antes da parada programada da URE U 114 em 2019. Manter o monitoramento da antiga área de disposição de resíduos oleosos. - DRO e adotar as medidas necessárias para recuperação da área mantendo os riscos aceitáveis conforme critérios de avaliação de risco a saúde humana. Comprovar a não existência de bifenilas policloradas após 2006 na REGAP. Instalar, e operar mais duas estações de monitoramento da qualidade do ar, totalizando 8 estações sob a responsabilidade da REGAP. Implantar e operar a Rede de Percepção de Odores, com envio de relatórios anuais ao órgão ambiental. Trocar os queimadores das 3 caldeiras da REGAP para modelos “Low NOx”. Apresentar e implantar plano de ação para reduzir as emissões de VOCs da REGAP. Pagar o valor de R\$ 14.349.000,00 em conta remunerada, a serem destinados ao custeio de Projetos para a Bacia do rio São Francisco e para a implantação ou manutenção de Unidade de Conservação de Proteção Integral.
f. Prazo, se houver	Indeterminado, até o cumprimento de todas as ações
g. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	Ações em andamento: Prosseguimento do atendimento das obrigações estabelecidas no TAC e constituição de Grupo de Trabalho com objetivo de renegociar com o Ministério Público prazo para cumprimento das obrigações pendentes.
h. Consequências em caso de descumprimento	Multa diária de R\$ 10.000,00 por dia de descumprimento e suspensão de todas as atividades da Petrobras no município de Betim, até o cumprimento das obrigações pactuadas.

4.7.11

Termo de Ajustamento de Conduta - TAC firmado com a SEMAD - Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável do estado de Minas Gerais através da SUPRAM - Superintendência Regional de Meio Ambiente da Central Metropolitana e a Petrobras - REGAP.	
a. Origem	Propiciar a nova URE da Refinaria Gabriel Passos - REGAP com objetivo de atender a LO 89/13, bem como atender ao Termo de

	Compromisso firmado com o MPE/MG
b. Signatários	SUPRAM - Superintendência Regional de Meio Ambiente da Central Metropolitana e a Petrobras.
c. Data da celebração	18/09/2018
d. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Necessidade de implantar nova URE e adequar a eficiência da URE atual conforme condicionante de licença de operação e obrigação do Termo de Compromisso com o MPE/MG.
e. Obrigações assumidas	Comprovar a destinação e a regularidade dos resíduos gerados quando da obra de implantação da nova URE e adequação da URE atual. Realizar a substituição das tubulações e dutos da URE atual para evitar paradas. Instalar os analisadores <i>online</i> de emissões na nova URE e adequar o da URE atual. Apresentar balanço de massa de geração de enxofre e de eficiência da URE atual dos últimos dois anos e simular situação capacidade máxima de processamento de petróleo. Atender os limites e prazos de adequações de emissões previstos na DN 187/2013. Apresentar o AVCB da nova URE e da URE atual após a conclusão das obras.
f. Prazo, se houver	Dois anos.
g. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	Ações em andamento, e condicionantes vêm sendo cumpridas conforme cronograma de implantação do projeto. Para a implantação da nova URE e a adequação da URE atual será necessário obter uma nova licença de instalação e de operação com novas obrigações a serem assumidas e o pedido já se encontra em análise pelo órgão ambiental.
h. Consequências em caso de descumprimento	Multa de R\$ 10.000,00 por descumprimento e suspensão das atividades, além da aplicação das penalidades previstas na legislação vigente e envio do processo para a Advocacia Geral do Estado para execução.

4.7.12

Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta - TAC do Comperj no Processo nº ACP 9919-12.2018.8.19.0023	
a. Juízo	1ª Vara Cível de Itaboraí no Rio de Janeiro
b. Instância	1ª instância
c. Data de Instauração	26 de junho de 2019
d. Partes do Processo	Requerente: Ministério Público Estadual do Rio de Janeiro. Requeridos: Petróleo Brasileiro S.A. Estado do Rio de Janeiro Instituto Estadual do Ambiente

e. Data de celebração	09/08/2019
f. Valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta - TAC que tem como objeto chegar a um acordo sobre a integralidade dos pedidos feitos na ACP 9919-12.2018.819.0023, havendo o ajustamento de conduta referente às obrigações ainda não cumpridas pela Petrobras ou alteradas por meio do TAC. Além disso, são objeto do TAC os seguintes pedidos: (i) ACP 0009884-52.2018.8.19.0023 (Inquérito Civil n.º 95/2011) - Emissário terrestre e Submarino: pedidos 4.2.1, 4.2.2, 4.3.1, 4.3.2, 10; (ii) ACP 0009859-39.2018.8.19.0023 (Inquérito Civil n.º 102/2011) - Linhas de Transmissão: pedidos 4.3, 4.4.4, 4.4.5, 10; (iii) ACP 0009869-83.2018.8.19.0023 (Inquérito Civil n.º 01/2013) - UPGN-ULUB: pedidos: 4.2.3.a, 4.2.3b, 4.2.3c, 4.2.3d, 10; (iv) ACP 0009897-51.2018.8.19.0023 (Inquérito Civil n.º 106/2010) - Sistema de Dutos e Terminais do COMPERJ: pedidos C.3f, C8, C9, C10, C11, C12, C14, C16, 10. O TAC foi homologado judicialmente.
g. Obrigações assumidas	Diversas obrigações de pagar que somam R\$ 770.522.920,03, sendo o restante estimativa de algumas obrigações de fazer, até completar o valor de R\$ 814.550.501,69. Destacam-se como as principais: monetização de 100% da obrigação de restauração florestal de 5005,6 hectares; aportes financeiros para o esgotamento sanitário de Maricá e Itaboraí; aportes para reforço hídrico na região do empreendimento; operação da UPGN com sobra da outorga da REDUC até dez/2023; manutenção da via UHOS mediante a cessão do prédio do Centro de Integração ao Município de São Gonçalo; danos materiais aos moradores das ruas identificadas no TAC, dependendo de liquidação extrajudicial, e compensações aos Municípios de Itaboraí e São Gonçalo frente à quitação dos pedidos indenizatórios efetuados no processo.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Multa diária no valor de R\$ 7.500,00 (sete mil e quinhentos reais) para cada situação de descumprimento verificada, até o adimplemento comprovado de toda a obrigação assumida no TAC.
i. Valor provisionado, se houver provisão	

4.7.13

Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta - TAC do Comperj nos Processos nºs ACPs nº 9869-83.2018.8.19.0023; 9859-392018.8.19.0023; 9897-51.2018.8.19.0023 e 9884-52.2018.8.19.0023	
a. Juízo	1ª Vara Cível de Itaboraí no Rio de Janeiro
b. Instância	1ª instância
c. Data de Instauração	26 de junho de 2018
d. Partes do Processo	Requerente: Ministério Público Estadual do Rio de Janeiro. Requeridos: Petróleo Brasileiro S.A. estado do Rio de Janeiro

	Instituto Estadual do Ambiente
e. Data de celebração	18/02/2020
f. Valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta - TAC que tem como objeto chegar a um acordo sobre a integralidade dos pedidos feitos nas Ações Cíveis Públicas (“ACPs”) acima referidas, havendo o ajustamento de conduta referente às obrigações ainda não cumpridas pela Petrobras ou alteradas por meio do TAC, dando quitação integral a todos os pedidos. O TAC foi homologado judicialmente.
g. Obrigações assumidas	Diversas obrigações de pagar que somam R\$ 48.547.956,62, sendo o restante uma estimativa de obrigações de fazer, até completar o valor total de R\$ 49.547.956,62. Destacam-se como as principais as de cunho monetário, todas a serem depositadas judicialmente, aqui resumidas (cláusula 6ª do TAC): (i) apoio financeiro aos municípios de Itaboraí, Maricá, Cachoeiras de Macacu, Magé, Guapimirim e Duque de Caxias na elaboração de projeto executivo e na execução de seus respectivos Planos Municipais de Saneamento Básico (PMSBs) no valor total de R\$ 24 milhões, distribuídos entre os referidos municípios. (ii) apoio a projeto de conservação e recuperação ambiental da bacia de Guapi-Macacu, no valor de R\$ 2.840.000,00; (iii) projeto socioambiental de agricultura em bordas de Unidade de Conservação e pesticidas, visando à restauração ecológica por meio de sistemas agroflorestais - SAF com foco ciliares no valor de R\$ 640.066,00; (iv) apoio financeiro ao município de Itaboraí para a elaboração e execução de projeto de reurbanização e revitalização da Avenida 22 de Maio, no valor de 6.092.730,32; (v) apoio financeiro ao município de Itaboraí para projeto de segurança pública com monitoramento de câmeras no valor de R\$ 255.160,03; (vi) apoio financeiro ao estado do Rio de Janeiro para medidas de recuperação ambiental em áreas do município de Itaboraí no valor de R\$ 14 milhões.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Multa diária no valor de R\$ 4.000,00 (quatro mil reais) para cada situação de descumprimento verificada, até o adimplemento comprovado de toda a obrigação assumida no TAC.
i. Valor provisionado, se houver provisão	

4.7.14

Termo de Ajustamento de Conduta para desmobilização dos Almoxxarifados Submarinos - “TAC do ALSUB” - MPF e PETROBRAS	
Origem	Processo Administrativo 1.30.001.000486/2019-08 O TAC foi gerado a partir de um inquérito civil voltado a investigar o armazenamento de equipamentos no fundo do mar pela Petrobras sem aprovação e licenciamento dos órgãos ambientais. (Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) com o objetivo de disciplinar as ações necessárias à desmobilização/retirada completa de equipamentos relacionados às atividades <i>offshore</i> depositados no fundo do mar pela PETROBRAS e à recuperação ambiental das áreas denominadas

	Almoxarifados Submarinos, bem como a respectiva medida compensatória devida pelo período em que as áreas foram utilizadas sem licença ambiental.
a. Signatários	Ministério Público Federal, Petrobras e Fundo Brasileiro para Biodiversidade - FUNBIO (na qualidade de interveniente).
b. Data da celebração	25 de março de 2021
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	A Petrobras iniciou as atividades na Bacia de Campos em 1977, com o uso de áreas submarinas como apoio logístico, antes de haver legislação regulamentando o licenciamento ambiental para exploração e produção <i>offshore</i> . Essas áreas de apoio logístico foram utilizadas para armazenamento temporário de sistemas de ancoragem de plataformas e linhas flexíveis. Desde 2016, a Petrobras suspendeu a colocação temporária de materiais nestes locais, em razão do entendimento manifestado pelo IBAMA de que essas áreas deveriam ser objeto de licenciamento específico. Desde então, a Petrobras iniciou as tratativas para celebração de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC).
d. Obrigações assumidas	• recolher integralmente as estruturas armazenadas nas áreas de almoxarifados submarinos; • realizar levantamento cadastral das estruturas submarinas existentes; • realizar diagnóstico ambiental e monitoramento ambiental; • apresentar relatório informando sobre as práticas internacionais utilizadas para recuperação de algas calcárias impactadas por atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e avaliação crítica de sua viabilidade no Brasil; • Pagar medida compensatória no valor de aproximadamente R\$ 20 milhões a ser depositado em favor do projeto Fundo Abrolhos Terra e Mar, Bahia e Espírito Santo, gerido pelo FUNBIO, que assinou o TAC na qualidade de interveniente.
e. Prazo, se houver	Até 31/12/2029, prorrogável em casos específicos mediante decisão tecnicamente fundamentada e acordo entre as partes.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	A Companhia está adotando as medidas para atender às obrigações assumidas. O pagamento da medida compensatória já foi integralmente realizado.
g. Consequências em caso de descumprimento	Execução judicial do Termo de Compromisso, além da incidência de multa diária de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) por obrigação não cumprida, sem prejuízo da aplicação de outras sanções administrativas previstas na Lei 9.605/98 e Decreto 6.514/08.
h. Outras observações	Não há.

4.7.15

Origem	Ação Civil Pública 0151584-90.2015.4.02.5111 (ACP)
a. Signatários	Ministério Público Federal (MPF), como compromitente. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBIO) e Instituto Estadual do Ambiente do Rio de Janeiro (INEA), como intervenientes. Petrobras, Transpetro, Vale, Brasfels e TPAR (antiga Technip), como promissárias.
b. Data da celebração	Junho de 2021
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Ação civil pública movida pelo MPF-RJ em face de PETROBRAS, TRANSPETRO, Estaleiro BRASFELS, VALE S/A, TECHNIP Operadora Portuária, IBAMA, ICMBio e INEA, em razão de bioinvasão pela espécie exótica Coral-sol, que teria relação com as atividades das empresas réas. Pede medidas mitigadoras e de controle e erradicação da espécie e indenização por danos ambientais. Processo não sentenciado e celebrado TAC com o objetivo de compensar todo e qualquer alegado dano eventualmente causado ao meio ambiente, de toda e qualquer natureza, oriundo dos fatos à vista dos quais foi proposta a ACP pelo compromitente e de toda e qualquer causa de pedir relacionada à ACP, que tratava do estabelecimento do denominado Coral-sol na Baía de Ilha Grande/RJ (BIG). Com relação ao IBAMA, que licencia nossas atividades na região, o MPF postulou a improcedência dos pedidos formulados contra o órgão ambiental. O TAC e o pedido de improcedência dos pedidos em face do IBAMA foram homologados por sentença transitada em julgado em 22/7/2021.
d. Obrigações assumidas	O TAC tem valor total de aproximadamente R\$18 milhões, a serem pagos pelas empresas para o custeio de medidas compensatórias para a implementação de dois projetos técnicos: a) Projeto para Avaliação e Monitoramento da Dinâmica e Manejo do Coral-sol na Estação Ecológica de Tamoios; e b) Projeto Suplementar para Avaliação e Monitoramento da Dinâmica do Coral-Sol na BIG, em consonância com objetivos e ações do “Plano Coral-sol”, que visam gerar informações, ferramentas e procedimentos com o intuito de aumentar o conhecimento sobre interação do Coral-sol e as comunidades bentônicas na BIG, dentre outras atividades. A execução dos projetos que são objeto do acordo ficará a cargo do Fundo Brasileiro para a Biodiversidade - FUNBIO, indicado e escolhido expressamente pelo MPF e aceito pelas promissárias.
e. Prazo, se houver	O necessário para execução dos Projetos contidos nos Anexos do TAC, conforme nele previstos, acrescidos do prazo para contratação do FUNBIO.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	As obrigações da Companhia vêm sendo regularmente cumpridas.
g. Consequências em caso de descumprimento	Execução judicial do Termo de Compromisso, além da incidência de multa diária, que reverterá em favor do Fundo referido no art. 13 da

Lei 7.347/85, no valor de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), limitado ao valor total de R\$ 100.000,00 (cem mil reais) por Empresa, para o caso de descumprimento pelas Compromissárias, de quaisquer dos compromissos firmados.

h. Outras observações

Não há.

4.7.16

Termo de Compromisso Ambiental - conversão de multas	
Origem	Processo n. 1018652-22.2022.4.06.3800
a. Signatários	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama, União Federal - UF e anuência do Ministério Público Federal Ministério - MPF.
b. Data da celebração	23/12/2022
c. Descrição dos fatos que levaram à celebração do termo	Termo de Compromisso Ambiental (TCA) celebrado para extinguir seis multas por suposta perfuração de poços <i>offshore</i> sem licença na década de 2000, mediante o pagamento com desconto de 60%, nos termos da legislação de conversão de multas ambientais. As penalidades somam cerca de R\$ 260 milhões e foi pago o valor de R\$ 104.047.024,97 em 17/01/2023. O TCA foi homologado judicialmente.
d. Obrigações assumidas	Depósito pela Petrobras do valor de R\$ 104.047.024,97 em conta judicial, que deverão ser empregados exclusivamente na execução do Projeto Pró-Águas Urucuia - Programa Águas Brasileiras, cabendo ao Ibama acompanhar e fiscalizar a execução do Projeto.
e. Prazo, se houver	30 (trinta) dias úteis da intimação da decisão de conversão das multas.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	A intimação da Petrobras já ocorreu, tendo a obrigação da Companhia sido regular e tempestivamente cumprida.
g. Consequências em caso de descumprimento	Pagar integralmente as multas ambientais consolidadas ou requerer seus respectivos parcelamentos, sob pena de inscrição do débito em dívida ativa para cobrança das multas resultantes dos autos de infração em seus valores integrais, acrescido dos consectários legais incidentes, além de multa civil no montante de 2% sobre o valor total convertido que deveria ter sido pago.
h. Outras observações	Não há.

4.7.17

Processo nº 0000503-53.2008.4.02.5107	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal da 2ª Região
b. Instância	Segunda
c. Data de instauração	10/09/2008
d. Partes do Processo	Autor: Ministério Público Federal Réus: Petrobras, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama e Fundação Estadual de Engenharia do Meio

	Ambiente - Feema (atual Inea)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	n.a.
f. Principais fatos	Objeto: Possibilidade de o licenciamento do Polo Gaslub (antigo Comperj), realizado pelo Inea, ser convalidado ou não pelo Ibama. Há risco de afetar o licenciamento do empreendimento, considerando a possibilidade de haver determinação para que o mesmo seja feito, caso não possa ser convalidado.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	A sentença (i) reconheceu a competência do Ibama para o licenciamento; (ii) anulou as licenças concedidas pelo Inea que ainda não tenham sido exauridas e (iii) determinou ao Ibama que, quando analisasse os requerimentos de licenças, observasse o disposto na Lei Fluminense nº 3.111/98, evitando o fracionamento. Interpostas apelações, o acórdão negou provimento aos recursos dos réus e deu provimento ao do MPF e à remessa necessária para (i) determinar que o licenciamento conduzido pelo órgão estadual não seja aproveitado, cabendo ao Ibama processar novamente os pedidos de licença, considerando a totalidade do empreendimento, bem como a sinergia entre os respectivos equipamentos, fixando as condicionantes necessárias e aferindo o cumprimento das já fixadas, consideradas por ele como corretas.
h. estágio do processo	Recursos especial e extraordinário interpostos pela Petrobras em 30/10/2023 e pendentes de julgamento.
i. Chance de perda	Provável.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Impacto operacional.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá gerar a determinação para que o licenciamento ambiental seja feito. Como medida de mitigação, o IBAMA expediu delegação cautelar que viabiliza a manutenção do licenciamento perante o INEA.

4.7.18

Adesão ao Edital de Transação PGF/AGU nº 1/2024	
a. Origem	Processos diversos
b. Signatária	Petrobras, aderindo a Edital da Advocacia Geral da União - AGU
c. Data da celebração	27/12/2024
d. Descrição dos fatos que levaram à adesão	Após aprovação, em 27/12/2024, pela Diretoria Executiva da Petrobras, a Petrobras aderiu ao Edital de Transação PGF/AGU nº 1/2024, para pagamento de débitos da Petrobras inscritos em dívida ativa das autarquias e fundações públicas federais. A transação incluiu créditos da ANP e IBAMA, no montante de R\$ 360,2 milhões. O desconto concedido foi de 55% sobre o valor total do crédito, incluídos os juros, as multas e os encargos legais, totalizando R\$ 198,1 milhões. Os honorários estipulados em favor da Fazenda Pública, no montante de R\$ 14,9 milhões, não foram abarcados pelos descontos e serão pagos em sua integralidade. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama, Agência

Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e Petrobras.

e. Obrigações assumidas

Pagar a quantia pactuada nos termos pactuados.

f. Informações sobre as condutas queA Petrobras vem cumprindo regularmente as obrigações assumidas.
estão sendo adotadas para
observância das obrigações
assumidas

g. Consequências em caso de descumprimento Principais: Perda do desconto concedido, inscrição dos débitos em dívida ativa e cobrança pelo valor integral, acrescido de encargos legais.

h. Outras observações Não há.

5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos

5.1. Em relação aos riscos indicados nos itens 4.1 e 4.3, informar:

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Petrobras possui uma Política de Gestão de Riscos Empresariais aprovada pelo seu Conselho de Administração desde 2015. Desde então passou por revisões, sendo a última em dezembro de 2020, representando o avanço na maturidade em gestão de riscos.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

A política apresenta uma abordagem abrangente da gestão dos riscos empresariais, uma vez que associa a tradicional visão econômico-financeira a elementos de gestão contra ameaças à vida, à saúde e ao meio ambiente (SMS), de proteção do patrimônio e das informações empresariais (inteligência e segurança corporativa) e de combate à fraude e corrupção (conformidade legal), dentre outros riscos.

A Política de Gestão de Riscos Empresariais da Companhia estabelece os seguintes princípios e diretrizes:

PRINCÍPIOS

- A vida deve ser respeitada em toda sua diversidade e os direitos, as obrigações, as instalações, os processos, as informações, a reputação e a imagem da Companhia, resguardados contra ameaças decorrentes de ações intencionais ou não.
- A gestão de riscos está alinhada e coerente com o plano estratégico da Companhia.
- A gestão de riscos insere-se no compromisso da Companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nas jurisdições onde atua.
- Os riscos são considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, levando em conta os benefícios inerentes à diversificação.
- As ações de resposta aos riscos consideram as possíveis consequências cumulativas de longo prazo, os possíveis impactos nos *stakeholders* da Companhia e devem ser orientadas para a preservação ou agregação de valor e para a continuidade dos negócios.

DIRETRIZES

- Fortalecer a filosofia de gestão de riscos como parte da cultura empresarial da Companhia.
- Aproveitar as oportunidades e antecipar-se às ameaças que afetam os objetivos estratégicos, econômico-financeiros, operacionais ou de conformidade da Companhia.
- Promover a uniformidade de conceitos e a integração de metodologias utilizadas na identificação, na análise, na avaliação e no tratamento dos riscos como forma de melhorar a confiabilidade das informações e a transparência de todo o processo de gestão de riscos.
- Gerenciar, de forma proativa e abrangente, os riscos associados aos processos de negócio, de gestão e serviços corporativos, de forma a mantê-los em um nível de exposição aceitável, aderente ao apetite a risco da Petrobras.
- Empreender ações de gerenciamento de risco de forma eficaz, eficiente, econômica e efetiva.
- Alinhar as ações de gerenciamento de riscos com as ações das unidades organizacionais responsáveis por controles internos, pela conformidade e pela auditoria interna da Companhia.

- Fortalecer a autonomia no processo de gerenciamento dos riscos e a segregação de funções entre os tomadores de riscos e os responsáveis pelo seu monitoramento.
- Permitir a administradores, investidores e demais públicos de interesse, o acesso a um fluxo contínuo, transparente e adequado de informações associadas aos principais riscos e ao seu processo de gestão na Companhia, desde que respeitado o grau de sigilo das informações, bem como os procedimentos corporativos, políticas, diretrizes e demais normas internas de segurança empresarial e da informação.
- Possibilitar aos empregados próprios e às empresas prestadoras de serviços (através de contratos) a capacitação para o gerenciamento de riscos de forma contínua e adequada às suas atribuições.
- Aprimorar o monitoramento e a análise crítica do próprio gerenciamento de riscos como parte integrante de um processo contínuo de melhoria da governança corporativa.

i. os riscos para os quais se busca proteção

A Companhia entende que os riscos devem ser considerados em todas as decisões, sua gestão deve ser realizada de maneira integrada e as respostas a eles devem atentar para as possíveis consequências cumulativas de longo prazo e de longo alcance.

Os riscos aos quais a Companhia está exposta (riscos empresariais) são classificados em três agrupamentos: (a) operacional, (b) financeiro e (c) conformidade, legal e regulatório.

OPERACIONAL
Reúne riscos decorrentes das atividades fim da Companhia, além daqueles decorrentes de falhas, deficiências ou inadequações de processos internos e industriais, do suprimento de bens e serviços, sistemas, assim como de catástrofes naturais e/ou ações de terceiros.
FINANCEIRO
Reúne os riscos oriundos de flutuações de mercado, inadimplemento de contrapartes e de descasamento entre ativos e passivos.
CONFORMIDADE, LEGAL E REGULATÓRIO
Reúne os riscos empresariais relacionados ao cumprimento das leis e dos regulamentos pertinentes aplicáveis à empresa, bem como seu Código de Conduta Ética e outros documentos relacionados.

ii. os instrumentos utilizados para proteção

O sistema de gestão de riscos da Companhia está plenamente alinhado e coerente com seu Plano Estratégico. Os riscos são considerados em todas as decisões estratégicas da Companhia e a gestão é sempre realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios inerentes à diversificação.

Uma vez identificados os riscos, as ações de resposta são avaliadas frente às possíveis consequências cumulativas de longo prazo e de longo alcance dos riscos, e priorizadas de acordo com a agregação ou preservação de valor aos acionistas.

Riscos Operacionais: a Companhia entende que é possível trabalhar sem acidentes e é dever de todos cuidar da segurança, razão pela qual inseriu a segurança como uma métrica de topo.

A Petrobras acredita que a vida deve ser respeitada em toda sua diversidade e resguardada contra ameaças decorrentes de ações intencionais ou não. Isto naturalmente leva a Companhia a priorizar a segurança e a confiabilidade de seus processos e das suas instalações como forma de proteger as pessoas e o meio ambiente. A gestão deste risco dá-se a partir de rígidos programas de inspeções e de manutenções nas instalações da Companhia, além de um contínuo esforço de treinamento da força de trabalho da Companhia para o correto cumprimento de requisitos de segurança, de acordo com as melhores práticas internacionais. Além disso, a Petrobras possui um Guia de Gerenciamento de Crise, alinhado às recomendações do Guia de Orientação para Gerenciamento de Riscos Corporativos do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) e do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3.

O citado Guia de Gerenciamento de Crise formaliza e aborda, de maneira estruturada e integrada, os procedimentos e as equipes de resposta para a gestão da crise diante de eventos não programados (vazamentos, incêndios, indisponibilidade operacional, atos intencionais, direitos humanos, fraudes, questões judiciais etc.) com potencial de gerar crise. O guia preconiza também o fluxo de comunicação interna e a atuação das equipes em âmbito estratégico, caso o resultado da análise do evento perante matriz de impactos nas dimensões vida/meio ambiente; imagem/reputação; legal/conformidade e cadeia produtiva/financeira, mostre-se com impacto alto ou muito alto para a Companhia.

A gestão de riscos operacionais também perpassa a gestão ativa de portfólio da Companhia. A Companhia tem inúmeras oportunidades de projetos em sua carteira. Como a maioria dos projetos é caracterizada por longo período de desenvolvimento, a Companhia pode enfrentar mudanças nas condições de mercado, tais como mudanças nos preços, preferências do consumidor e perfil de demanda, taxas de câmbio e de juros e condições de financiamento de projetos que podem comprometer sua taxa de retorno esperada sobre estes projetos. A gestão destes riscos, por sua vez, ocorre a partir de um robusto processo de planejamento e de gestão de carteira, que preza pela economicidade na seleção dos projetos, pela diversificação das linhas de negócios e pelo cumprimento de metas, as quais são periodicamente acompanhadas pelos mais diversos níveis hierárquicos. Além disso, a Companhia monitora a evolução do cenário externo e a atuação junto aos seus diversos públicos de interesse continuamente.

Riscos Financeiros: a gestão dos riscos financeiros (mercado, crédito e liquidez) deve considerar uma análise integrada, garantindo que as relações entre as operações de diferentes áreas da Companhia e suas participações societárias sejam avaliadas, priorizando formas de proteção naturais.

- **Mercado**

A Petrobras busca mitigar os efeitos da exposição aos riscos de preços de commodities, moedas e juros. A Companhia 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 a utilização de instrumentos financeiros derivativos. Entretanto, condicionada à análise do ambiente de negócios e das perspectivas de realização do Plano Estratégico, a Companhia pode decidir implementar estratégias de proteção usando instrumentos financeiros para gerenciar as suas despesas de fluxo de caixa.

No que se refere ao gerenciamento de riscos cambiais, no curto prazo, o seu tratamento é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda. Na perspectiva de longo prazo, busca-se equilibrar a exposição cambial na definição das premissas de investimento e financiamento do plano estratégico. Mais especificamente quanto ao risco de variação cambial do conjunto das exportações futuras em dólares norte-americanos, considerando a relação de proteção natural e a estratégia de gestão de risco, a Companhia designa relações de hedge entre as variações cambiais de “exportações futuras altamente prováveis” (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares norte-americanos (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos no mesmo momento na demonstração de resultado. Adicionalmente, a estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da Companhia.

A Petrobras, preferencialmente, não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros. No entanto, a Companhia pode utilizar instrumentos de proteção com o objetivo de reduzir sua exposição às flutuações das taxas de juros.

- **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, 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 e do mercado externo. O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação dos excedentes de caixa e com contrapartes em operações de derivativos. Está distribuído majoritariamente entre bancos internacionais classificados como “grau de investimento” pelas agências internacionais de classificação de riscos, e entre bancos brasileiros que possuam classificação em escalas nacionais de longo prazo (A-/A3).

Uma vez que a maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras, o processo de análise e concessão de crédito avalia a qualidade do crédito levando em consideração, entre outros aspectos, o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras, sua situação financeira, assim definindo limites de crédito, os quais são monitorados. Também são utilizados modelos internos de avaliação baseados em histórico e informações financeiras, que buscam replicar a classificação dessas agências, garantindo qualidade similar da avaliação.

- **Liquidez**

O risco de liquidez é gerenciado pela Companhia pela definição de parâmetros de referência para a gestão do caixa e das aplicações financeiras e por meio da análise periódica dos riscos do fluxo de caixa projetado, utilizando simulações de Monte Carlo para seus principais fatores de risco, tais como preço de petróleo, taxa de câmbio, preços internacionais de gasolina e diesel, entre outros.

Fazem parte da gestão do risco de liquidez ações como: (i) centralização do caixa da Petrobras e de suas participações societárias, otimizando as disponibilidades e reduzindo a necessidade de capital de giro; (ii) manutenção de caixa robusto, que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em condições adversas de mercado; (iii) contratação e manutenção de linhas de crédito compromissadas com bancos (*revolving credit lines*); (iv) alongamento do prazo médio de vencimento das dívidas, ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade de financiamento dos mercados doméstico e internacional, desenvolvimento de forte presença no mercado de capitais e busca por novas fontes de financiamento (novos produtos de captação de recursos e em novos mercados); além dos recursos oriundos do programa de parcerias e desinvestimentos.

A Companhia utiliza recursos oriundos da sua geração operacional, de diversas fontes de empréstimos e financiamentos (Export Credit Agencies - ECAs, mercado bancário, mercado de capitais, entre outros), bem como do programa de parcerias e desinvestimentos para suprir sua necessidade de liquidez, para o gerenciamento de passivos e para realizar os investimentos previstos em seu plano estratégico.

Riscos de Conformidade, Legais e Regulatórios: a gestão de riscos insere-se no compromisso da Petrobras de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nas jurisdições onde atua. A Companhia não tolera desvios de conduta contrários aos princípios descritos no Código de Conduta Ética ou de descumprimento de suas obrigações legais e contratuais, exigindo o mesmo padrão de comportamento de sua força de trabalho, parceiros e fornecedores. O agrupamento “conformidade, legal e regulatório” inclui, dentre outros, os riscos de integridade, que são decorrentes da não observância aos valores, princípios éticos e requisitos de integridade estabelecidos pela Companhia, bem como do não atendimento às boas práticas de transparência,

conformidade e controles internos, e de confiabilidade dos relatórios financeiros. Esses riscos são mitigados por meio de controles internos, da constante disseminação do Código de Conduta Ética, do Sistema de Integridade e de outros instrumentos de prevenção adotados pela Companhia.

Para mais informações sobre as principais ações preventivas e mitigatórias dos riscos afetos ao Sistema de Integridade, consultar os itens 5.2 - Descrição dos Controles Internos e 5.3 - Programa de Integridade deste Formulário de Referência.

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

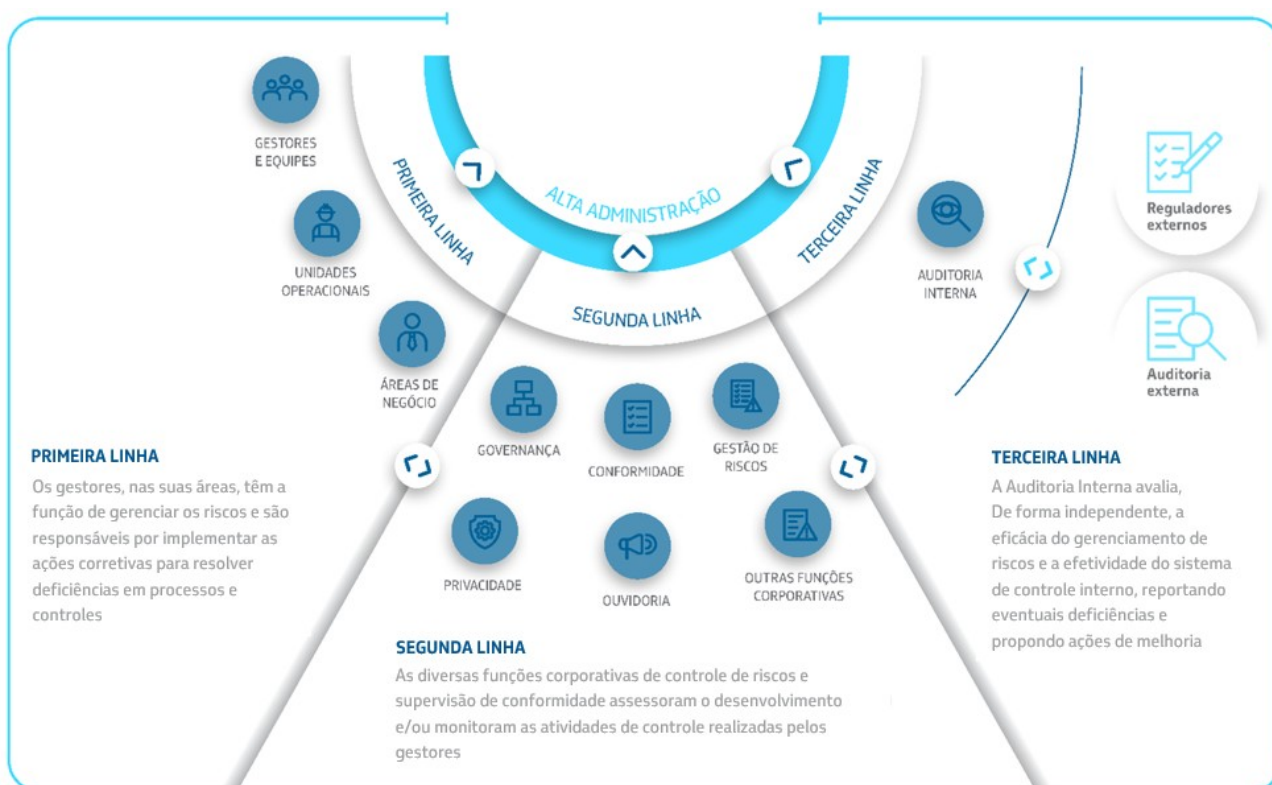
A Petrobras adota em sua estrutura organizacional o modelo de "três linhas" para o fortalecimento do sistema de controle dos riscos, permitindo a padronização do seu gerenciamento de riscos. Nesse modelo, cada grupo de gestores que compõe as linhas desempenha um papel distinto na estrutura de governança. Isto pressupõe um conjunto de atividades contínuas e integradas, apoiadas numa estrutura que compreende, na prática, o Conselho de Administração (CA), a Diretoria Executiva (DE), o Comitê Executivo de Riscos (CE-Riscos), os titulares da estrutura geral e todos empregados, prestadores de serviço e demais partes envolvidas.

A primeira linha se relaciona aos gestores responsáveis pelas atividades da Companhia. Nesse sentido, cabe aos gestores, dentro de suas respectivas áreas de atuação, identificarem os riscos e gerenciá-los de acordo com os limites estabelecidos corporativamente, inclusive comunicando tempestivamente os riscos identificados de responsabilidade alheia.

A segunda linha, por sua vez, tem a responsabilidade de estabelecer as funções de gestão de riscos na primeira linha, bem como monitorar de forma contínua o seu funcionamento. A segunda linha está presente, mas não limitada, nas equipes de gestão de riscos, conformidade, controles internos, segurança, meio ambiente e saúde, desempenho empresarial, segurança da informação, jurídico e segurança empresarial.

A terceira linha é exercida pela equipe de auditoria interna, que é responsável por avaliar de forma sistemática o processo de gestão de riscos e recomendar melhorias, provendo à Alta Administração e aos órgãos de governança avaliações com maior nível de transparência e independência.

Essa estrutura de governança foi desenhada 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.



Assim, a estrutura organizacional da Petrobras apresenta os seguintes órgãos colegiados e suas respectivas atribuições nesta governança:

Conselho de Administração (7 a 11 membros titulares, reuniões mensais, pautas com temáticas diversas): aprovar o apetite a risco da Petrobras (definido como a quantidade total de riscos que a empresa está disposta a assumir na busca de sua missão ou visão) e acompanhar de forma sistemática a gestão de riscos.

Comitê de Auditoria Estatutário (4 membros titulares, mínimo de 4 reuniões mensais, pautas com temáticas diversas): assessorar o Conselho de Administração no estabelecimento de políticas globais relativas à gestão de riscos.

Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado (3 a 5 membros titulares, mínimo de 2 reuniões mensais, pautas com temáticas diversas): assessorar o Conselho de Administração no estabelecimento de políticas globais relativas à gestão de riscos das sociedades do Conglomerado Petrobras.

Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (3 a 6 membros titulares, mínimo de uma reunião mensal, pautas com temáticas diversas): monitorar a gestão e a mitigação dos riscos de maior severidade relacionados à sustentabilidade.

Diretoria Executiva (9 membros titulares, reuniões semanais, pautas com temáticas diversas): propor ao Conselho de Administração a aprovação do apetite a risco da Petrobras e deliberar sobre medidas necessárias para garantir o alinhamento entre o apetite ao risco e a exposição a risco da Petrobras.

Comitê Executivo de Riscos (10 membros titulares e respectivos suplentes, reuniões mensais, pautas relacionadas ao gerenciamento de riscos): vinculado à Diretoria Executiva, tem como atribuições monitorar as ações de tratamento dos riscos empresariais, analisar e emitir recomendações sobre as políticas e processos de gestão de riscos, as métricas de acompanhamento e limites de exposição a riscos, bem como encaminhar à Diretoria Executiva tema de gerenciamento de riscos que julgar relevante dar conhecimento.

A Petrobras, dentre as diversas iniciativas de aprimoramento de sua governança, privilegia a discussão e a deliberação colegiada, logo, não há nas estruturas acima membros com atribuições específicas perante cada órgão, com exceção dos respectivos presidentes ou coordenadores, que devem observar questões administrativas, tais

como o diligenciamento para o andamento regular das reuniões, convocação dos demais membros para manifestarem-se sobre os temas tratados, organização das votações e declaração dos resultados. As atividades dos órgãos acima são regidas pelos seus regimentos internos, que definem a finalidade, composição, atribuições, regras de funcionamento, deveres, responsabilidade e avaliação de desempenho de cada colegiado.

Adicionalmente, a gestão de riscos contempla as seguintes estruturas organizacionais e atribuições:

Auditoria Interna (vinculada diretamente ao Conselho de Administração): avaliar, de forma sistemática, o processo de gerenciamento de riscos e recomendar melhorias.

Diretoria Executiva Financeira e de Relacionamento com Investidores (DFINRI): A DFINRI é composta de sete gerências executivas - Contabilidade; Finanças; Tributário; Desempenho Empresarial; Relacionamento com Investidores; Riscos Empresariais e Suprimentos. Além disso, também integra a DFINRI uma gerência geral - Supervisão de Planos de Previdência, Operações e Gestão Financeira de Seguros e Garantia.

Gerência Executiva de Riscos Empresariais (vinculada à DFINRI): definir metodologia corporativa de gestão de riscos pautada numa visão integrada e sistêmica, que possibilite um ambiente de contínuo monitoramento dos riscos nos mais diversos níveis hierárquicos da empresa; disseminar conhecimentos e apoiar a aplicação das práticas em gerenciamento de riscos nas unidades organizacionais; identificar, monitorar e reportar periodicamente à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração os principais riscos da Petrobras.

Gestores da Petrobras: coordenar, promover e acompanhar as ações de gestão de riscos na sua área de atuação, desenvolver e aprimorar metodologias de seu processo, de forma a potencializar a identificação, tratamento e monitoramento dos riscos específicos, bem como fornecer à Gerência Executiva de Riscos Empresariais todas as informações necessárias para a avaliação integrada dos riscos, o monitoramento e o reporte para a Alta Administração.

Empregados: Atuar no processo de gestão de riscos, através da aplicação das metodologias de identificação, análise, tratamento e monitoramento dos riscos; e comunicar tempestivamente aos gestores dos processos informações sobre riscos que venham a ser identificados ou alterados.

Para mais informações sobre a estrutura organizacional da Petrobras, incluindo a identificação dos membros de órgãos e comitês, veja o capítulo 7 deste Formulário de Referência. Para mais informações sobre treinamentos de empregados e denúncias internas e externas relativas ao Código de Conduta Ética, veja o item 5.3 deste Formulário de Referência.

O Conselho de Administração e a Diretoria Executiva acompanham periodicamente os principais resultados da gestão de riscos na Petrobras. Normalmente, na tomada de decisão de questões relevantes na Companhia são considerados de forma sistemática os riscos e as ações de resposta em cada alternativa de decisão.

A Petrobras tem adotado medidas corretivas em relação a desvios éticos e tem empreendido medidas para aprimoramento da governança e dos controles internos. Tais medidas envolveram a força de trabalho e foram acompanhadas pelo Diretor de Governança e Conformidade e pelo Comitê de Auditoria Estatutário, colegiado vinculado ao Conselho de Administração da Companhia. Para mais informações sobre as medidas citadas, veja itens 5.2 de controles internos e 5.3 sobre mecanismos e procedimentos internos de integridade deste Formulário de Referência.

c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Companhia considera adequada a estrutura para conduzir a verificação da efetividade da política de gerenciamento de riscos, a qual confere responsabilidade a todos os gestores para a elaboração e atualização do conjunto de riscos de sua respectiva área ou processo de negócio.

A proposição das diretrizes e estratégias de gestão de riscos é feita pela Gerência Executiva de Riscos Empresariais, em articulação com seus gestores ou responsáveis pelos riscos, cuja estrutura está expressa no item 5.1.b.iii.

5.2. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a. as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

A Administração da Companhia é responsável pelo estabelecimento e manutenção de controles internos eficazes referentes à preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas, bem como pela avaliação da eficácia dos controles internos em nível de entidade, financeiros e de tecnologia da informação, referentes ao processo de preparação e divulgação das referidas demonstrações, com o objetivo de fornecer segurança razoável relativamente à confiabilidade do processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas, de acordo com os *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e também em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que foram aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Devido às suas limitações inerentes, o sistema de controle interno aplicado no processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas, independentemente de quão bem desenhado e executado, pode não prevenir ou detectar declarações inexatas em tempo hábil. Portanto, até mesmo quando esses sistemas são considerados eficazes, eles podem fornecer somente uma segurança razoável em relação à preparação e apresentação das demonstrações financeiras consolidadas. Além disso, projeções de qualquer avaliação de eficácia em períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados, devido a mudanças em condições ou ao risco de que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos possa se deteriorar.

A Administração, baseada nos critérios estabelecidos no *Internal Control - Integrated Framework* (2013) emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO), procede à verificação do sistema de controles internos, os quais são autoavaliados anualmente pelos gestores (*control self-assessment*), revisados quanto à adequação do desenho e testados quanto à sua eficácia.

A Administração avaliou a eficácia dos controles internos sobre os relatórios financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2024. Com base nessa avaliação, usando a classificação de deficiências do sistema de controle interno da norma brasileira NBC TA 265 (Norma Brasileira de Contabilidade 265), a Administração concluiu que os controles internos sobre relatórios financeiros da Companhia foram efetivos em 31 de dezembro de 2024.

b. as estruturas organizacionais envolvidas

A Petrobras adota em sua estrutura organizacional o modelo “Três linhas” para o fortalecimento do sistema de controle de riscos (veja item 5.1.b.iii - a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos). Na composição da estrutura da Diretoria Executiva de Governança e Conformidade (DGC), a Gerência Executiva de Conformidade é responsável por conduzir, anualmente, o processo de certificação de controles internos, e cuja avaliação de efetividade conta, também, com a participação da Auditoria Interna, área vinculada ao Conselho de Administração.

c. se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

O estabelecimento e a manutenção dos controles internos referentes à preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas, bem como a avaliação da sua eficácia, é um processo executado pelos gestores, desenvolvido sob responsabilidade do Presidente e do Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores e supervisionado pelo Comitê de Auditoria Estatutário, órgão de assessoramento do Conselho de Administração da Companhia.

d. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Os auditores independentes, no cumprimento de suas atribuições, avaliaram a adequação e a efetividade do sistema de controle interno sobre o processo de preparação e divulgação dos relatórios financeiros da Petrobras e, em seu relatório circunstanciado, preparado nos termos do artigo 25, ii, da Resolução CVM 23/21, não identificaram deficiência que pudesse impactar a capacidade da Companhia de prevenir, detectar tempestivamente ou registrar distorções nos relatórios financeiros.

e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Conforme citado no item anterior ('d'), os auditores independentes não identificaram deficiência que pudesse impactar a capacidade da Companhia de prevenir, detectar tempestivamente ou registrar distorções nos relatórios financeiros. Foram identificadas oportunidades de melhorias que estão com seus planos de ação em execução pelos gestores e são acompanhadas de forma rotineira pela Administração.

5.3. Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:

a. se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

A Petrobras trabalha continuamente para fortalecer o seu Sistema de Integridade, que engloba estruturas de governança, normas e instrumentos de gerenciamento e controle, visando prevenir a materialização dos riscos de integridade. O Sistema de Integridade é composto pelo Programa de Compliance e pelas áreas que atuam nos riscos de conformidade e tem como objetivo garantir um ambiente corporativo íntegro para os negócios, com transparência, ética e diálogo com a força de trabalho, parceiros e clientes.

O Programa de Compliance é o conjunto de mecanismos destinados a prevenir, detectar e remediar desvios de conduta e atos lesivos praticados contra a Companhia, incluindo aqueles relacionados à fraude e à corrupção, à lavagem de dinheiro, a sanções comerciais, a conflito de interesses e à violação à defesa da concorrência.

O programa foi construído com base nos princípios e diretrizes estabelecidos na Política de Compliance e no Código de Conduta Ética, com o propósito de promover e manter a cultura de integridade na Companhia.

O programa destina-se aos diversos públicos de interesse, incluindo: alta administração, força de trabalho da Petrobras e suas participações societárias, clientes, fornecedores, investidores, parceiros, poder público e todos aqueles que se relacionam e/ou representam os interesses da Companhia em suas relações de negócios.

Entre os principais mecanismos de integridade existentes na Companhia, destacam-se: (i) disseminação de conteúdos sobre ética e integridade em diversas formas, como momentos de reflexão sobre integridade antes do início das reuniões de trabalho e nos eventos institucionais, participação em eventos externos, vídeos e mensagens para a força de trabalho e treinamentos sobre temas de ética e integridade; (ii) gerenciamento de riscos de conformidade, incluindo aqueles relacionados à fraude, corrupção, lavagem de dinheiro e financiamento do terrorismo; (iii) realização de *Due Diligence* de Integridade de Contrapartes (DDI) e *Background Check* de Integridade (BCI) de candidatos a posições-chave; e (iv) Canal de Denúncias, Apurações Internas, Regime Disciplinar e Processo Administrativo de Responsabilização (PAR). Outros mecanismos importantes incluem a existência de diretrizes e procedimentos sobre recebimento e oferecimento de presentes, brindes e hospitalidades, conflito de interesses, assédio e discriminação; além dos monitoramentos, como e-mails, contratos, processos de licitação, listas de sanções, relações de parentesco, nepotismo, entre outros.

Adicionalmente, a Petrobras possui mecanismos que permitem a rastreabilidade das interações com agentes públicos, visando garantir a transparência desses relacionamentos.

A Diretoria de Governança e Conformidade da Petrobras é a responsável pelo Programa de Compliance e atua como a guardiã do Sistema de Integridade.

Cultura de Integridade

Com o objetivo de promover a disseminação da integridade na cultura organizacional da Petrobras, as diretrizes corporativas, exigências e responsabilidades legais são continuamente divulgadas para toda a força de trabalho por meio de campanhas e ações de comunicação. Essas ações são planejadas a partir da análise de riscos de conformidade e são conjugadas com ações específicas de capacitação.

As ações de capacitação são igualmente pensadas a partir da priorização de temas e públicos de interesse. A Petrobras realiza treinamento anual sobre integridade para toda sua força de trabalho, incluindo a alta administração. Além disso, colaboradores e contrapartes recebem periodicamente conteúdos sobre os temas de integridade, assim como públicos que atuam em áreas mais expostas aos riscos de conformidade, incluindo fraude, corrupção e violação à legislação de direito correccional.

Abaixo um resumo das principais capacitações em integridade realizadas no ano de 2024:

- Treinamento Obrigatório para Estatutários (TOPE) - aplicável aos administradores e conselheiros fiscais da Companhia, na posse e anualmente, abordando temas como controles internos, código de conduta e Lei nº 12.846/2013 (Lei Anticorrupção), entre outros. O TOPE treinou um total de 24 administradores e conselheiros fiscais em 2024. Para mais informações sobre o TOPE ver item 7.8 (b) deste formulário.
- EAD Valores Petrobras oferecido à força de trabalho e obrigatório para toda a força de trabalho com possibilidade de impacto no programa anual de progressão profissional. Ao final da campanha de realização do treinamento, em fevereiro de 2025, 98,3% dos empregados haviam concluído a capacitação.
- Palestras de Prevenção e Combate à Discriminação, ao Assédio Moral e às Violências Sexuais. Em 2024, foram realizadas 28 palestras para profissionais das áreas administrativas e operacionais, como refinarias e plataformas.
- Atualização da capacitação em integridade para lideranças. O treinamento tem o objetivo de ampliar o conhecimento de gestores e gestoras sobre a sua fundamental importância para a efetividade do sistema de integridade da Petrobras e apresentar ações práticas para o fortalecimento da integridade na cultura da companhia.

Além dos treinamentos em ética e integridade listados acima, está disponível uma carteira permanente de treinamentos que foram lançados em anos anteriores e continuam disponíveis para realização pelos empregados que não fizeram à época de seu lançamento ou que queiram revisitar o conteúdo. Em 2024, foram acessados 30 treinamentos sobre temas relacionados a ética, integridade e transparência na carteira permanente, totalizando no período mais de 80 mil realizações, entre empregados e prestadores de serviço.

Em 2024, a Petrobras manteve a realização do Momento de Integridade na abertura das reuniões da Diretoria Executiva, do Conselho de Administração e eventos institucionais, no qual são discutidos pontos relacionados à Ética e Integridade.

Em 2024, foram abertas oportunidade para que novas áreas operacionais da companhia pudessem aderir à iniciativa Jornada Petrobras pela Integridade, que tem como objetivo levar o tema ética e integridade ao segmento *offshore*. Com a adesão de novas áreas, o número de ativos participantes aumentou de 12 para 39, incluindo unidades como Búzios, UN-BS, UN-ES, UN-GAD, UN-BC, UPGN, REGAP e TECAB. Ao longo do ano, a Companhia desenvolveu três ciclos do projeto: o primeiro com o tema “Integridade é Nosso Valor”, o segundo abordando aspectos de relações de trabalho e o terceiro com foco nas temáticas prevenção ao de conflito de interesses e concessão e/ou recebimento de brindes, presentes e hospitalidades.

Gestão de Riscos

Os riscos de integridade são aqueles decorrentes da não observância aos valores, princípios éticos e requisitos de integridade estabelecidos pela Companhia, bem como do não atendimento às boas práticas de transparência, conformidade e controles internos. A análise periódica dos riscos de integridade atende às exigências do art. 57, inciso V, do Decreto nº 11.129/2022, que regulamenta a Lei 12.846/2013, e do art. 23, da Resolução Nº 48 da Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União.

A matriz de riscos e controles de fraude e corrupção da Companhia, a qual, dentre outros objetivos, possibilita um melhor direcionamento das ações de integridade e a mitigação dos referidos riscos é reavaliada anualmente.

Com base na cadeia de valor da Petrobras são identificados processos de maior relevância financeira e estratégica na Companhia, e que contenham a presença dos fatores de risco relacionados à fraude e corrupção. A Conformidade atua junto às Áreas de Negócio, auxiliando os gestores na identificação, análise e tratamento dos riscos de Fraude e Corrupção em tais processos.

ii. as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

A Petrobras conta com Diretor Executivo, estatutário, responsável por analisar e emitir parecer quanto à conformidade processual de pautas submetidas à Diretoria Executiva (“DE”). Em caso de parecer não favorável, a pauta não segue para deliberação da DE, devendo retornar ao seu emissor para enquadrá-la na conformidade requerida.

Ainda, conforme consta do Estatuto Social da Companhia, é assegurada ao Diretor Executivo de Governança e Conformidade, no exercício de suas atribuições, a possibilidade de se reportar diretamente ao Conselho de Administração nas hipóteses do art. 9º, §4º da Lei nº 13.303/2016.

Na destituição do Diretor Executivo de Governança e Conformidade, o Conselho de Administração observará quórum qualificado, assim entendida a deliberação do Conselho de Administração que conte com o voto da maioria dos Conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias e preferenciais.

Adicionalmente, cabe destacar que os titulares das funções de Gerente Executivo de Conformidade, Gerente Executivo de Integridade Corporativa, Gerente Executivo de Responsabilização Disciplinar, Ouvidor-Geral da Petrobras, Gerente Executivo de Auditoria Interna e Gerente Executivo de Riscos Empresariais têm o prazo máximo de gestão de 3 (três) anos, podendo o Conselho de Administração prorrogar tal prazo, uma única vez, por igual período.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**
- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**
- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

O Código de Conduta Ética do Sistema Petrobras (Código) reflete as melhores práticas de integridade empresarial e representa mais um passo para o fortalecimento de um ambiente íntegro para os negócios. Baseado nos valores da Petrobras — Cuidado com as pessoas, Integridade, Sustentabilidade, Inovação e Compromisso com a Petrobras e

com o país – o Código define os princípios éticos que norteiam as responsabilidades institucionais, da alta administração e da força de trabalho, explicitando o sentido ético da missão, visão e propósito da Companhia.

Em 2024, a Petrobras realizou uma revisão abrangente do documento, utilizando métodos colaborativos que envolveram a sua força de trabalho e das empresas do Sistema, resultando em cerca de 4 mil participações que contribuíram para seu aprimoramento. O novo documento não apenas estabelece responsabilidades e condutas inadequadas, mas também promove comportamentos positivos e capacita as pessoas a tomarem decisões corretas.

A versão revisada, aprovada pelo Conselho de Administração da Petrobras em 27/09/2024, assegura a aplicabilidade do Código a todo o Sistema Petrobras, incluindo membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretoria Executiva, empregados, estagiários, jovens aprendizes e prestadores de serviço. A revisão foi amplamente divulgada e está disponível nos sites internos e externos da Companhia, podendo ser acessado por meio do link <https://www.investidorpetrobras.com.br/esg-meio-ambiente-social-e-governanca/governanca/>.

Após o lançamento, a Petrobras iniciou uma campanha para que a força de trabalho assinasse o termo de leitura e ciência do documento. A assinatura do Termo de Ciência é mandatória para empregados e empregadas da Petrobras, com impacto no processo de Aumento por Mérito, em caso de não assinatura.

Até 10/02/2025, 99,53% dos empregados e empregadas assinaram o termo de ciência ao Código.

Tanto a força de trabalho quanto a Alta Administração são treinados anualmente nos temas de ética e integridade constantes do Código. Essa iniciativa é mais uma medida para reforçar, cada vez mais, o conhecimento sobre os princípios éticos que norteiam as ações e compromissos de conduta da Petrobras e, ao mesmo tempo, atender a requisitos legais, como a Lei 13.303/2016 (art. 9, §1º). Em 2024, a Companhia disponibilizou para toda a força de trabalho um novo treinamento em formato EAD, intitulado “Valores Petrobras”, que destaca a importância desses valores na cultura organizacional e seu impacto nas operações diárias. Esse curso visa fortalecer a conduta ética na Companhia e alinhar as ações da força de trabalho aos princípios que regem a Petrobras. A conclusão desse treinamento é obrigatória para todos os empregados e empregadas, com possíveis impactos no programa anual de progressão profissional, em caso de não realização.

Está prevista, também, a aplicação de sanções disciplinares (advertência, suspensão e rescisão do contrato de trabalho) ou outras consequências àqueles que descumprem o Código de Conduta Ética, de acordo com a norma Regime Disciplinar de Empregados e Sistema de Consequências da Alta Administração e Conselho Fiscal. A Petrobras normatiza a aplicação de sanções disciplinares por meio do documento interno PP-1PBR-00510 - Aplicar Regime Disciplinar e Sistema de Consequências gerido pela Área de Recursos Humanos.

- b. se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:**
 - i. se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros**
 - ii. se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados**
 - iii. se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé**
 - iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias**

A Ouvidoria-Geral tem o propósito de dialogar com todas as partes interessadas para cultivar um ambiente de confiança e reafirmar o respeito da companhia pelas pessoas, atuando fundamentalmente em três frentes: (i) promoção da transparência e monitoramento da Lei de Acesso à Informação na Petrobras; (ii) manutenção do diálogo com todas as partes interessadas, sobretudo por meio do tratamento das demandas, com destaque para os pedidos e as reclamações; e (iii) acompanhamento do processo de tratamento das denúncias recebidas em canal único para todas as empresas controladas.

Por meio da Ouvidoria-Geral a Petrobras oferece aos seus públicos internos e externos (incluindo povos indígenas e comunidades tradicionais) um canal externo e independente para o recebimento de denúncias, disponível nos idiomas português, inglês e espanhol, 24 horas por dia, em todos os dias do ano. A proteção aos denunciantes se dá

na preservação da confidencialidade dos relatos recebidos, anônimos ou identificados. No caso de denúncias de violência no trabalho, em circunstâncias em que se torne impossível o tratamento do caso sem a identificação do denunciante, a averiguação apenas prossegue se houver consentimento. Além dos diversos recursos e procedimentos para a preservação da identificação do manifestante, incluindo aqueles adotados pela empresa que operacionaliza o Canal de Denúncia, a não retaliação está prevista como tema específico para identificar situação em que o denunciante se sinta prejudicado e retaliado após relatar uma denúncia. A vedação à retaliação está contida no Código de Conduta Ética e na diretriz de “Proteção a denunciantes”, gerida pela Ouvidoria-Geral, além de outros normativos internos específicos.

Todas as denúncias recebidas pelo Canal de Denúncia são encaminhadas para a Ouvidoria-Geral, que as analisa, classifica e direciona para a área pertinente para tratamento. As denúncias referentes a questões de incidentes de conformidade (fraude, corrupção e outros assuntos) e a violências no local de trabalho (violência sexual, assédio moral, discriminação e retaliação) são encaminhadas à Diretoria de Governança e Conformidade, que tem acesso, independência, qualificação e autonomia para investigar minuciosamente denúncias dessa natureza.

Após a conclusão de cada investigação, a Petrobras utiliza quaisquer descobertas materiais para aprimorar os esforços de conformidade. Se, em alguns casos, as descobertas indicarem que um de seus empregados atuais ou antigos não cumpriu certas políticas internas, a questão é submetida ao Comitê de Integridade, um órgão colegiado que atua de forma independente e reporta ao Conselho de Administração, e, posteriormente, medidas disciplinares cabíveis e medidas de reparação podem ser aplicadas (ou são adotadas, de acordo com as leis trabalhistas e políticas internas aplicáveis).

Finalmente, no plano de reporte, a Ouvidoria-Geral apresenta o seu relatório semestralmente ao Comitê de Auditoria Estatutário, e anualmente à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração, contemplando questões quantitativas (estatísticas e números comparativos) e qualitativas (destaques e pontos de atenção), buscando sobretudo fornecer subsídios para o aprimoramento da gestão. Além disso, mensalmente, apresenta ao Comitê de Auditoria Estatutário todas as denúncias - independentemente do grupo - de muito alto e alto risco ou que citam membros da alta administração. Trimestralmente, reporta ao Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho Fiscal as denúncias de incidentes de conformidade de muito alto e alto risco.

c. número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

A Petrobras apresenta os números de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, em observância ao conceito estabelecido no artigo 5º da Lei nº 12.846/2013 (atos lesivos à administração pública, nacional ou estrangeira), e considera nas informações divulgadas, situações identificadas na Petrobras e suas controladas.

Cabe informar que tais casos se referem a situações que se deram em desfavor da própria Petrobras, e não de outros entes da Administração Pública.

Petrobras e suas Controladas	2024	2023	2022
Nº de casos confirmados - Total	66	73	84
Nº de casos confirmados - Classificados como maior risco	3	1	0

Os relatórios das ocorrências confirmadas são analisados pelo Comitê de Integridade, um colegiado independente que se reporta ao Conselho de Administração da Petrobras, sendo tratadas de acordo com a gravidade do caso, tendo como principais medidas a aplicação de sanções disciplinares (advertência, suspensão ou demissão por justa causa) ou medidas educativas (termos de compromisso ou notificações de ajuste de conduta), e determinação de realização de treinamentos em temas relacionados às não conformidades identificadas, assim como o

encaminhamento ao departamento jurídico, para avaliação da pertinência de envio das informações aos órgãos externos competentes e medidas de ressarcimento de danos ou prejuízos financeiros.

A Petrobras holding tem aplicado o sistema correcional também às Pessoas Jurídicas em cumprimento à Lei 12.846/13. Tais casos também se referem a situações que se deram em desfavor da própria Petrobras, e não de outros entes da Administração Pública, cujos resultados são apresentados abaixo:

Petrobras - Processos Administrativos de Responsabilização de Pessoas Jurídicas (PAR)	2024	2023	2022
PAR Instaurados	34	63	38
PAR Encerrados	42	41	39
Empresas Responsabilizadas no PAR - Lei 12.846/13	43	41	41
Empresas Suspensas - Lei 13.303/16	37	34	27

d. caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não se aplica.

5.4. Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos

Em relação ao último exercício social, não houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada.

5.5. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes já foram fornecidas nos demais itens desta seção do Formulário de Referência.