

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

“A Companhia tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover a pesquisa, o desenvolvimento, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de todas as formas de energia, incluindo as atividades relacionadas à movimentação e à estocagem de dióxido de carbono, à transição energética e à economia de baixo carbono, 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 (...).”

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 2025, os campos operados pela Companhia produziram 90% da produção total de óleo e gás natural do Brasil, enquanto outras operadoras responderam por 10% da produção. Considerando a produção por concessionário, a produção de óleo e gás natural da Companhia equivaleu a 61% do que é produzido no Brasil e dos outros concessionários 39%.

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 dez 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 (São Tomé e Príncipe e África do Sul).

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 Companhia continua no Paraguai, por meio de contrato de licenciamento de marcas Petrobras, em decorrência da venda de seus ativos nesse país.

América do Norte: (i) produção não consolidada de petróleo e gás por meio da

¹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. https://cdp.anp.gov.br/ords/r/cdp_apex/consulta-dados-publicos-cdp/produ%C3%A7%C3%A3o-mensal-de-hidrocarbonetos Acesso em: 14/04/2026.

² RYSTAD ENERGY. CUBEScript (UCube) ReportS(TabName:[Data Values], Year;)F(On-Offshore;Asset;Water Depth Group:Ultra deepwater (1500+ meter),Deep water (125-1500 meter))C(Year:"2022 - 2025";Data Values)R(Company)V(Production:kbbl/d."Base unit bbl") - Acesso em: 09/04/2026.

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 é um parceiro não operador, em quatro blocos exploratórios, em São Tomé e Príncipe. A companhia é parceira não operadora no bloco Deep Western Orange Basin (DWOB), na África do Sul, em operação concluída em 2025. Em 2025, a Companhia ainda iniciou a aquisição de um bloco exploratório na Namíbia (operação sujeita à aprovação dos órgãos locais) e manifestou interesse pela aquisição de blocos na Costa do Marfim.

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

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	31/12/2025 (valores em R\$)	%
E&P	332.813.000.000	66,89%
RTC	469.543.000.000	94,36%
G&EBC	48.462.000.000	9,74%
CORP & OUTROS	1.883.000.000	0,38%
RECEITA AGREGADA	852.701.000.000	171,38%
ELIMINAÇÕES ⁽¹⁾	-355.152.000.000	(71,38%)
CONSOLIDADO	497.549.000.000	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	31/12/2025 (valores em R\$)	%
E&P	96.497.000.000	87,24%
RTC	9.625.000.000	8,70%
G&EBC	1.689.000.000	1,53%
CORP & OUTROS	654.000.000	0,59%
LUCRO/PREJUÍZO AGREGADO	108.465.000.000	98,07%
ELIMINAÇÕES ⁽¹⁾	2.140.000.000	1,93%
CONSOLIDADO	110.605.000.000	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:

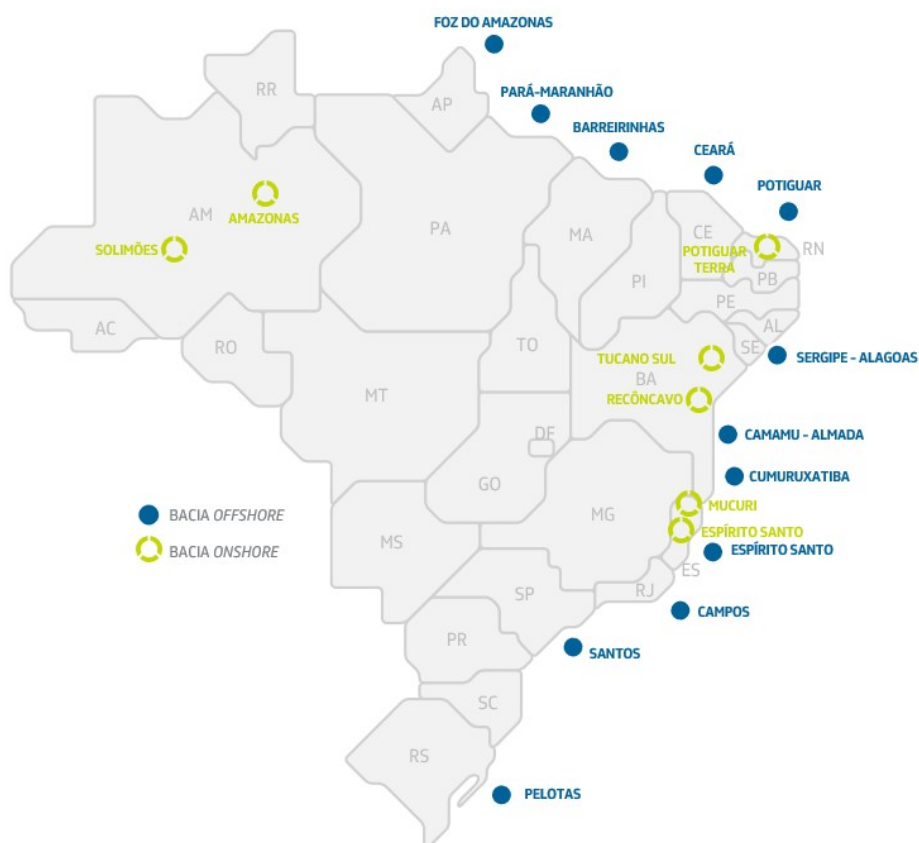
- a. características do processo de produção
- b. características do processo de distribuição
- c. características dos mercados de atuação, em especial:
 - i. participação em cada um dos mercados
 - ii. condições de competição nos mercados

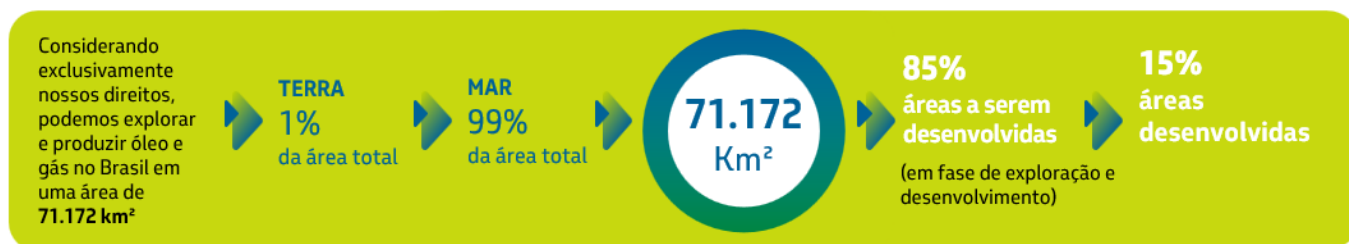
1. Exploração e Produção (E&P)

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.

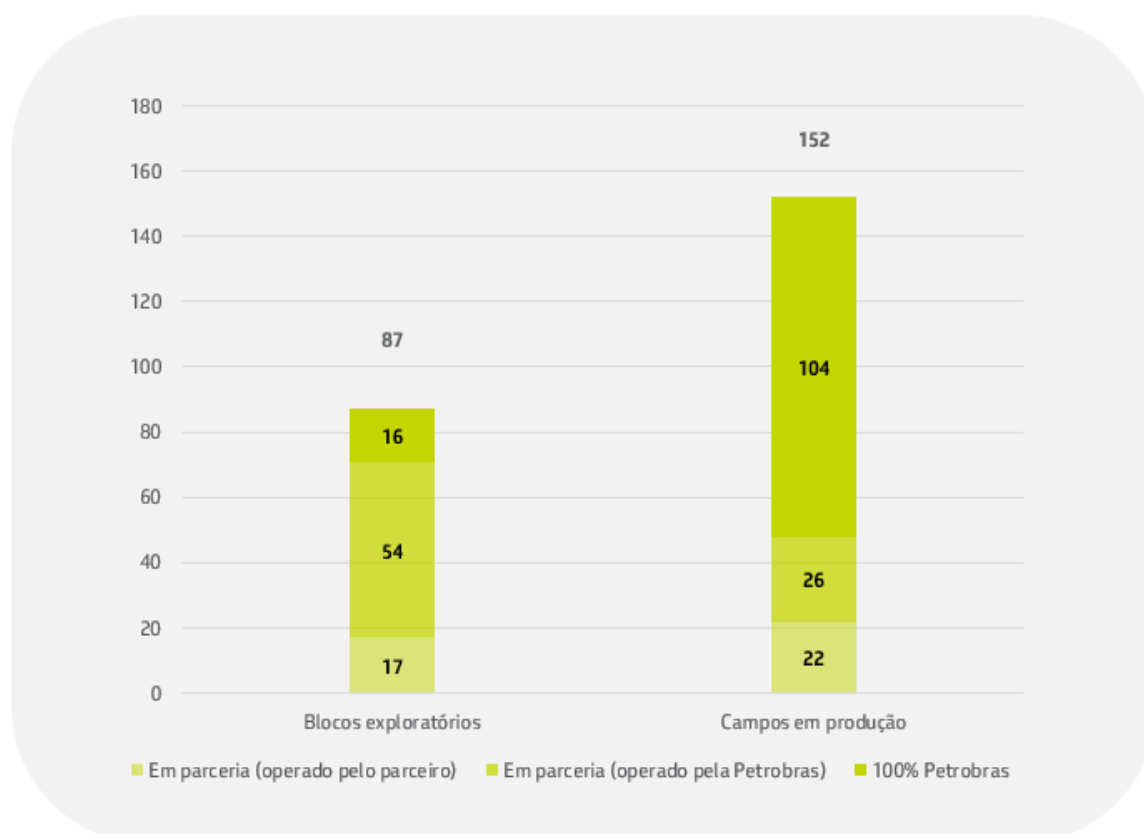
As atividades da Companhia estão focadas em reservatórios de petróleo em águas profundas e ultraprofundas no Brasil, que representam 98% de sua produção de petróleo. Os ativos brasileiros de exploração e produção representam 88% dos blocos e campos da Petrobras, 99,6% de sua produção global de petróleo e 99,6% de suas reservas de petróleo e gás natural. Os campos mais produtivos estão localizados no pré-sal da Bacia de Santos, abaixo da camada de sal, e na Bacia de Campos, onde a produção ocorre em reservatórios do pré-sal e do pós-sal. Adicionalmente, a Companhia possui atividades em campos maduros em águas rasas e em terra, principalmente no Brasil. No exterior, possui atividades em terra e em águas profundas, conforme detalhado a seguir.





Em 31 de dezembro de 2025, a Petrobras possuía 239 blocos e campos em exploração e produção, incluindo 119 consórcios com outras empresas de petróleo e gás no Brasil e em outros países. Dos 239 blocos e campos, 209 estão sob Contratos de Concessão, 23 estão sob Contratos de Partilha de Produção e 7 são regulados por Contratos de Cessão Onerosa.

Número de blocos e campos de exploração e produção

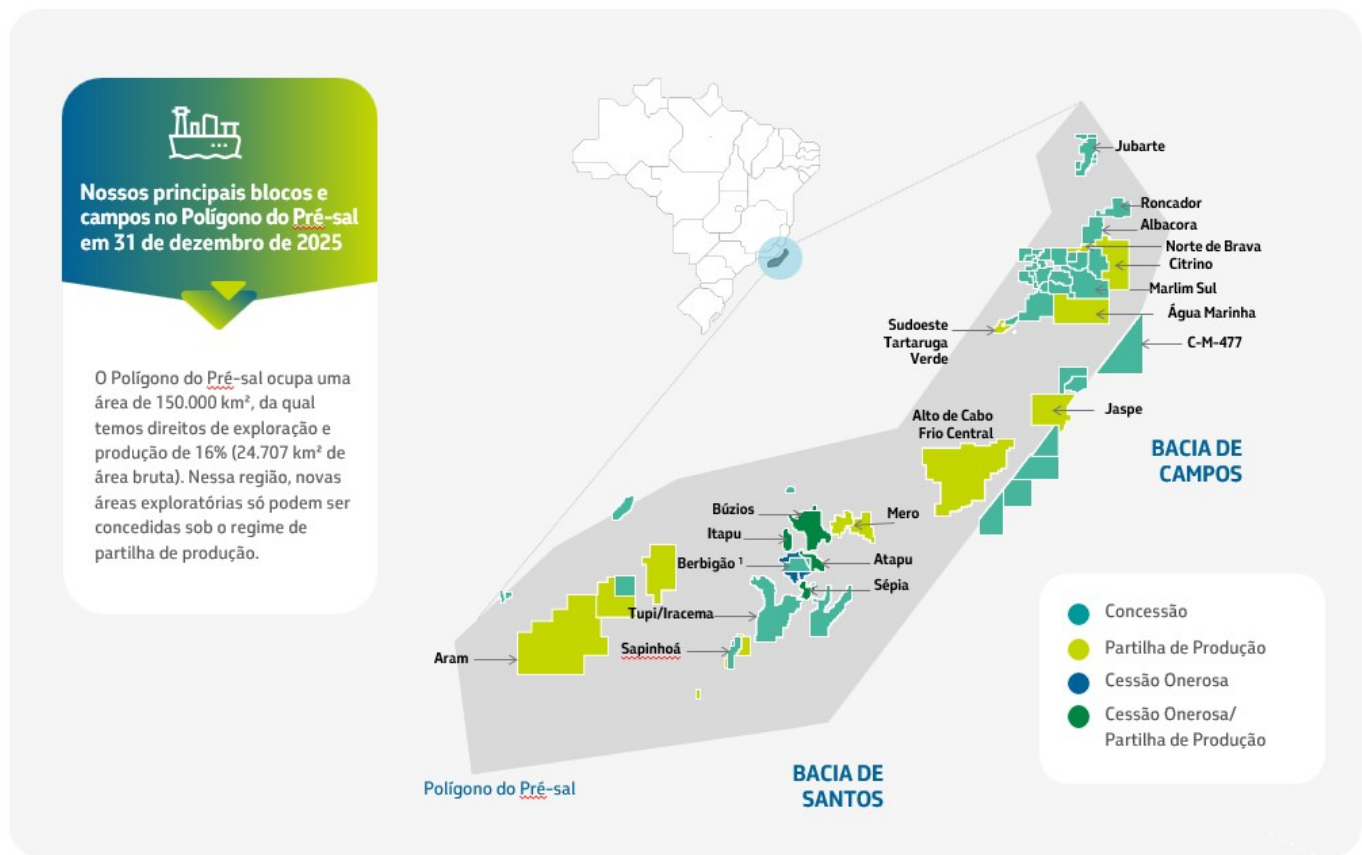


Como a maioria das grandes empresas de óleo e gás, a Petrobras atua em parcerias, utilizando consórcios de E&P na exploração de blocos e na produção de campos de petróleo, principalmente em águas ultraprofundas no Brasil.

A Companhia lidera e opera consórcios de E&P responsáveis por alguns grandes projetos em desenvolvimento, como Búzios 8, Búzios 9, Búzios 10, Búzios 11, Atapu 2 e Sépia 2.

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

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



¹ Em 2025, a ANP decidiu unificar os campos de Berbigão e Sururu, localizados na concessão BM-S-11A, Bacia de Santos. A Petrobras está avaliando, no âmbito do consórcio, a adoção das medidas apropriadas.

BACIA DE CAMPOS

 Área total	 Início das atividades de exploração	 Plataformas de produção em campos operados (em 2025)	 Principais campos	 Produção de óleo em 2025
100.000 km²	1971	17	Jubarte, Roncador, Marlim, Marlim Sul, Tartaruga Verde e Raia	477 mbbbl/d Pré-sal: 143 mbbbl/d Pós-sal: 333 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 esteja em declínio, conseguimos mitigar a redução natural dos campos maduros da Bacia de Campos por meio da perfuração de poços complementares e da instalação de novos sistemas de produção. Desde 2023, passamos a operar 3 novos FPSOs: 2 no campo de Marlim e 1 no campo Integrado Parque das Baleias. Planejamos iniciar a operação de 2 novos FPSOs nos próximos anos: um em Raia e outro em Albacora.

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



Área total

350.000 km²



Início das atividades
de exploração

1970



Plataformas de
produção em campos
operados (em 2025)

28



Principais
campos

Tupi/Iracema, Búzios,
Sapinhoá, Berbigão,
Sururu, Atapu, Sépia,
Mero e Itapu



Produção de óleo
em 2025

1.824 mbbbl/d

Pré-sal: 1.822 mbbbl/d
Pós-sal: 2 mbbbl/d

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

No Brasil, além das Bacias de Campos e Santos, a Petrobras possui campos de petróleo e gás e blocos exploratórios em outras 15 bacias sedimentares, conforme detalhado no mapa acima.

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 2025, a produção de petróleo e gás na Argentina, incluindo a LGN, foi de 9,18 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 2025, a produção de petróleo e gás na Bolívia, incluindo a LGN, foi de 14,12 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%.

A Petrobras e Ecopetrol estimam iniciar a primeira produção de gás da Sirius em 2030, condicionada à obtenção das licenças e permissões exigidas pelas autoridades competentes e ao cumprimento dos marcos de aprovação do projeto de desenvolvimento.

Em outubro de 2025, a Companhia e a Ecopetrol assinaram contrato para a venda antecipada da produção de gás do campo Sirius - Processo de Comercialização Conjunta, sujeita à Decisão Final de Investimento (FID), e a aprovação da Fase II do projeto, que ocorreu em dezembro.

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 2025, a participação de 20% representou uma produção não consolidada de 6,9 mboed, incluindo LGN.

Na **África**, a Petrobras tem participações minoritárias, como não operador, em quatro blocos exploratórios na República Democrática de São Tomé e Príncipe, e em um bloco na África do Sul.

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)

	2025
Poços em produção (óleo e gás natural) ⁽¹⁾	1.105
Sondas flutuantes	32
Plataformas operadas em produção ^{(2) (3)}	52

(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.

Aquisições no Brasil

Em 2025, A Petrobras adquiriu dois blocos na Bacia de Campos: o bloco Jaspe, em parceria com a Equinor, e o bloco Citrino. As ofertas foram submetidas no 3º Ciclo da Oferta Permanente da ANP, garantindo 100% das ofertas apresentadas.

Em 2025, a Petrobras também adquiriu dez blocos na Bacia da Foz do Amazonas e três blocos na Bacia de Pelotas, por meio do 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da ANP. Na Bacia da Foz do Amazonas, a Companhia detém 50% de participação em cada bloco e opera cinco deles (FZA-M-1040, FZA-M-1042, FZA-M-188, FZA-M-190, FZA-M-403), com a ExxonMobil operando os cinco blocos restantes (FZA-M-477, FZA-M-547, FZA-M-549, FZA-M-619, FZA-M-621). Na Bacia de Pelotas, a Companhia adquiriu três blocos como operadora (P-M-1670, P-M-1672, P-M-1741), com participação de 70% em cada bloco, enquanto a Petrogal Brasil detém 30%.

Em dezembro de 2025, A Petrobras adquiriu os direitos e obrigações do Governo Federal brasileiro nas unidades de Mero e Atapu, no Leilão de Áreas Não Contratadas realizado pela PPSA. Os consórcios formados pela Companhia, em parceria com a Shell (20%), adquiriram a participação do Governo Federal no acordo de partilha de produção do reservatório compartilhado de Mero e do reservatório compartilhado de Atapu. Com essa aquisição, a participação da Companhia no reservatório compartilhado de Mero aumentará de 38,60% para 41,40%, e no reservatório compartilhado de Atapu de 65,687% para 66,38%.

Aquisições no exterior

Em junho de 2025, a Petrobras anunciou a submissão de uma declaração de interesse para negociar, de forma exclusiva, a aquisição e a operação de nove blocos exploratórios offshore na costa da Costa do Marfim. O governo local concedeu exclusividade para negociar os direitos de E&P desses nove blocos exploratórios localizados no setor offshore oeste da bacia sedimentar marfinense, reconhecida como área de exploração de fronteira. Não há prazo definido para a conclusão dessas negociações.

Em fevereiro de 2026, anunciou a aquisição de uma participação de 42,5% no Bloco 2613, localizado offshore na República da Namíbia, África. A transação foi realizada em parceria com a TotalEnergies, que também adquiriu 42,5% e atuará como operadora do bloco. O consórcio do Bloco 2613 também contará com Eight (5%) e Namcor Exploration and Production (PTY) Ltd - empresa estatal do Governo da Namíbia (10%).

1.1.1 Atividades de Exploração

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia tinha 87 blocos exploratórios no Brasil, incluindo 11 planos de avaliação, e um total de 5 poços de avaliação perfurados. A Companhia atua como operadora em 70 dos blocos exploratórios.

A tabela abaixo detalha a participação nas atividades de exploração em 31 de dezembro de 2025⁽¹⁾:

	Área exploratória líquida (km²)	Blocos exploratórios (número)	Planos de avaliação (número)	Poços perfurados (número)
Brasil	41.778	79	10	10
América do Sul (Outros)	3.425	3	1	4
África	12.305	5	0	1
TOTAL	57.517	87	11	15

(1) Esses números incluem apenas contratos assinados até 31 de dezembro de 2025 (o que exclui os dois blocos adquiridos no Terceiro Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção conduzido pela ANP no Brasil).

Em 2025, a Companhia concentrou os esforços exploratórios na avaliação de oportunidades em algumas bacias, com os seguintes destaques:

Bacia de Santos

Em 2025, a Companhia confirmou a presença de petróleo em uma nova acumulação de hidrocarbonetos, após ter perfurado o poço Búzios W (9-BUZ-99D-RJS), na região oeste do campo de Búzios, zona abaixo do principal reservatório. Essa descoberta reafirma o grande potencial do campo de Búzios.

Também realizou perfurações no bloco ARAM, com os poços Curação Extremo Leste, Curação Extremo Norte, Tortuga Leste e Curação Centro, todos no âmbito do Plano de Avaliação de Descoberta da área. As análises laboratoriais para caracterização das condições dos reservatórios e dos fluidos encontrados permitirão avaliar o potencial do bloco Aram.

Bacia de Campos

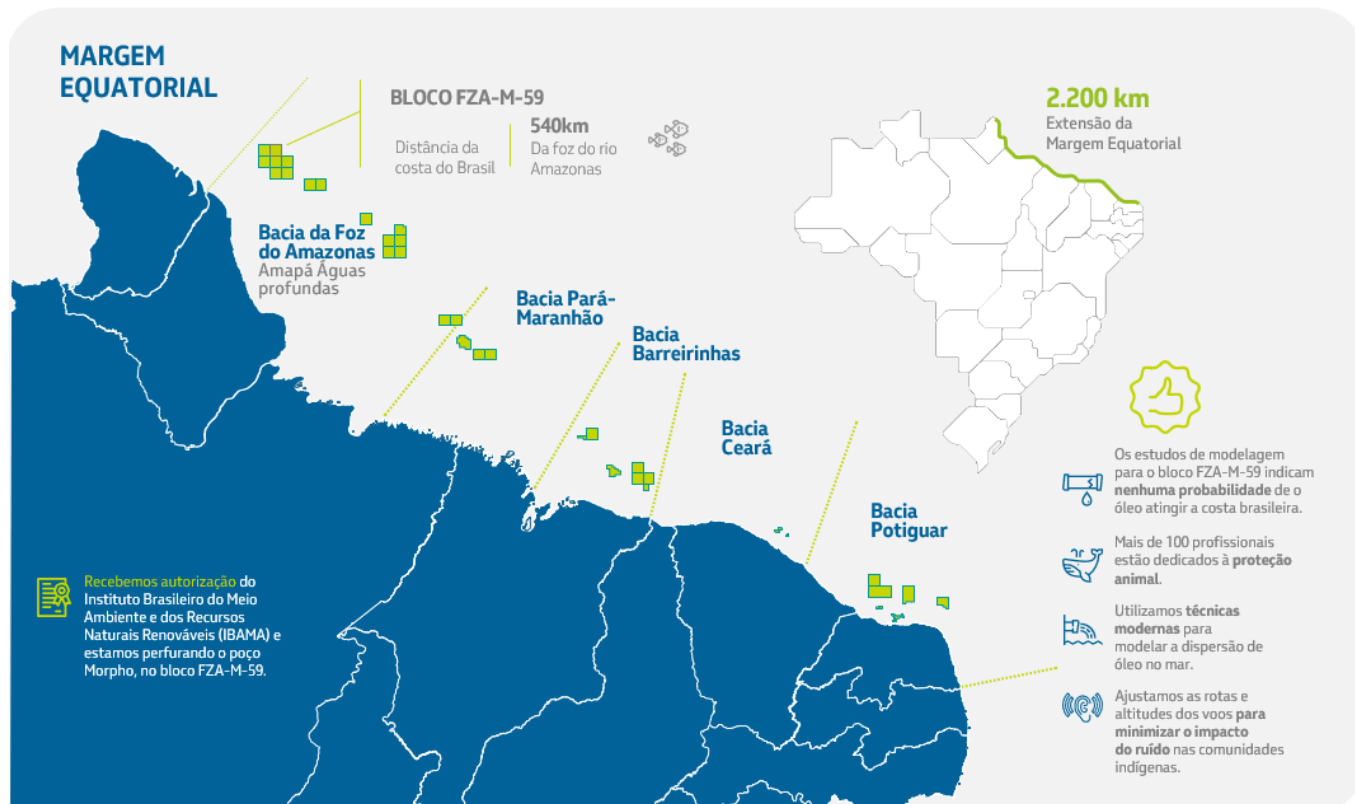
Em 2025, a Petrobras confirmou a presença de petróleo no poço Mirante de Forno, no bloco Norte de Brava. Também foram perfurados o poço Forno SW, no Campo de Albacora; o poço Andorinha Majuí, no bloco Água Marinha; e o poço Atolchelys, perfurado no bloco Sudoeste de Tartaruga Verde. No âmbito do plano de avaliação do bloco Alto de Cabo Frio Central, foram perfurados dois poços: ACFC-11 e ACFC-01.

Além disso, a Companhia iniciou a perfuração do poço Ruba, no contrato de concessão C-M-477, no quarto trimestre de 2025.

Margem Equatorial

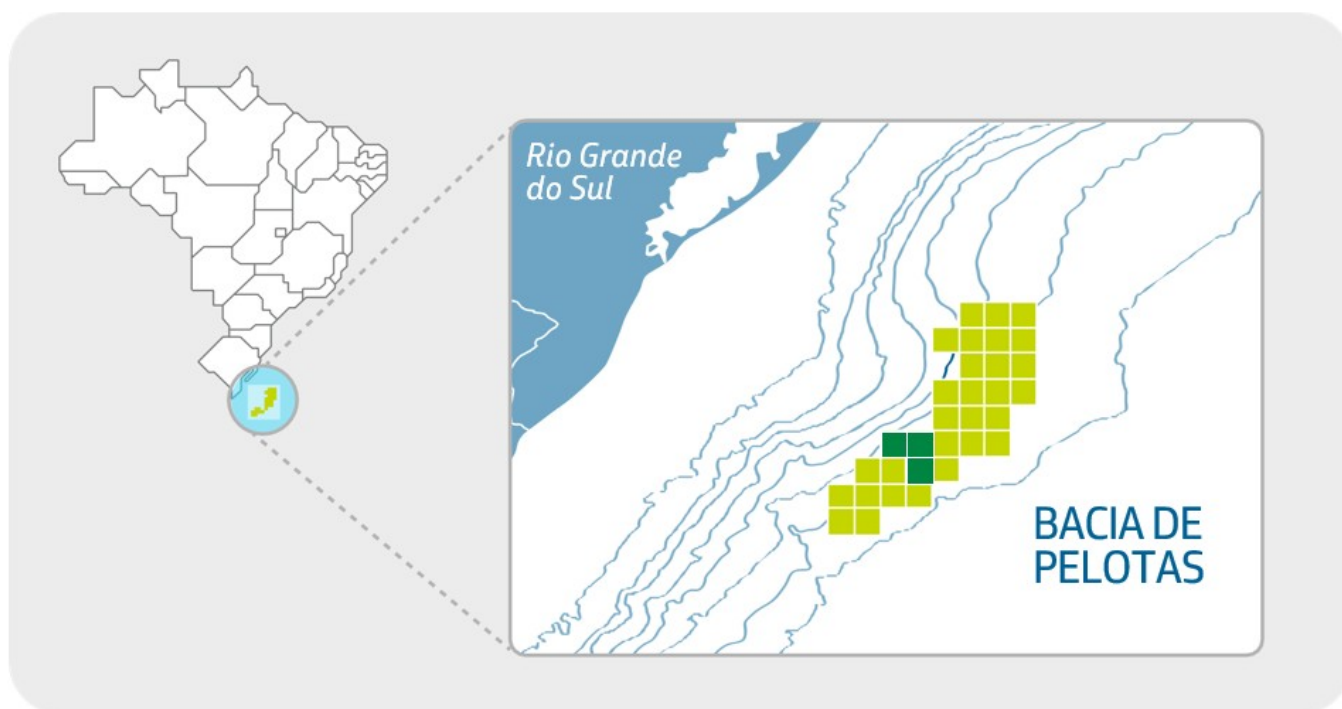
A Margem Equatorial, no Norte e Nordeste do Brasil, se estende por aproximadamente 2.200 km através das bacias de Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar.

Em 2025, Companhia recebeu autorização do IBAMA para uma Avaliação Pré-Operacional (APO) e uma Licença de Operação para perfurar um poço exploratório no bloco FZA-M-59 em águas ultraprofundas a 175Km da costa do Amapá. Também começou a perfurar o poço Morpho (bloco FZA-M-59) na Bacia do Amazonas, em outubro de 2025.



Bacia de Pelotas

Em 2025, a Companhia deu continuidade à campanha de aquisição sísmica na Bacia de Pelotas, iniciada em 2024.



Outros países

Após a descoberta realizada em 2022 no poço pioneiro Sirius-1, na Colômbia, novas atividades exploratórias foram realizadas. Atuando como operadora em parceria com a Ecopetrol, os esforços no bloco GUA-OFF-0 resultaram na mais significativa descoberta de gás natural offshore na Colômbia, confirmada pelo teste de formação produtivo no poço Sirius-2. Em 2025, as atividades exploratórias no Sirius-2 foram concluídas, e os resultados positivos, previamente anunciados (dezembro de 2024), foram validados. Ao longo de 2025 o consórcio deu continuidade à campanha exploratória, que segue em 2026, e os resultados serão incorporados ao longo do ano.

Na Argentina, foi perfurado o poço Chañar 1 e foram testados dois poços na Formação Vaca Muerta, na Bacia de Neuquén: Chañar 1 e Chañar 2, que entraram em produção na sequência.

No continente africano, a Companhia participa como parceira não operadora do consórcio que realiza atividades exploratórias em São Tomé e Príncipe. O consórcio perfurou um poço pioneiro, Falcão, e está analisando as amostras coletadas. Adicionalmente, o consórcio planeja realizar novas atividades exploratórias nessa área em 2026.

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

Destaques dos Programas Estratégicos de E&P

O atual programa estratégico de exploração tem como objetivo garantir eficiência na reposição de reservas e avançar em uma diversificação energética justa, assegurando a aplicação integrada de práticas geocientíficas de ponta e inovadoras.

O programa, estruturado em três camadas (+Geociências, +Conhecimento e +Inovação), busca maximizar o potencial das geociências por meio da integração de equipes em projetos estratégicos e interdisciplinares de exploração e produção, de modo a antecipar e adaptar as atividades de E&P aos desafios do setor de energia, que

incluem a transição para fontes de energia mais sustentáveis, a necessidade de reduzir incertezas geológicas e a pressão por eficiência operacional.

O programa também promove a colaboração multifuncional e fortalece o papel do conhecimento geocientífico ao integrar as atividades das diferentes equipes que compõem a área de Exploração.

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.

Para as atividades submarinas e de poços, nosso foco está em padronizar soluções, com intercambiabilidade de ativos e componentes entre projetos, intensificar o engajamento prévio de fornecedores para previsão de produtos, além de implementar iniciativas como o uso de contratos integrados. Além de reduzir o prazo de entrega e os custos, espera-se que essa abordagem também resulte em menor risco para os projetos e maior previsibilidade para a cadeia de suprimentos, bem como o atendimento aos requisitos de Conteúdo Local.

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 2025, houve redução das perdas de produção por SCC-CO₂ em aproximadamente 34% 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, incluindo a contratação e execução de três Encomendas de Desenvolvimento Tecnológico (ETECs) destinadas à criação de tubos flexíveis imunes à SCC-CO₂.

No que diz respeito aos novos projetos de plataformas atualmente nas fases conceitual, básica e de contratação, também estão sendo implementadas ações de otimização. O objetivo é reduzir a complexidade dos módulos de processamento e o peso das unidades, resultando em menor investimento e mantendo-se os níveis de capacidade, eficiência, confiabilidade e segurança operacional.

Por exemplo, nos projetos dos FPSOs de SEAP atualmente em contratação, a Companhia implementou diversas otimizações que permitiram uma redução de 7.500t no peso do topside e aproximadamente 15% no investimento inicialmente previsto. Também obteve redução de 2.600t no projeto de revitalização de Albacora, levando a uma redução de 7% no investimento previsto. Em Búzios 12, a redução de peso do topside foi de aproximadamente 20% em comparação com as premissas originais do projeto.

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	 FPSO	 SISTEMAS SUBMARINOS
» Novas tecnologias para reduzir a duração da construção de poços e aumentar a 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 <i>digital twins</i>	» Eletrificação de <i>topside</i> (<i>All Electric</i>) – Sépia 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)	» 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.

Em 2025, tivemos a entrada em operação de três sistemas de produção do E&P.

Em fevereiro de 2025, o FPSO Almirante Tamandaré iniciou suas operações no Campo de Búzios, na Bacia de Santos. O FPSO atingiu a sua capacidade de produção de 225 mil barris por dia em agosto de 2025, três meses antes do previsto no Plano de Negócios 2025-2029. Em novembro e dezembro a plataforma produziu cerca de 240 mil barris por dia, tornando-se a plataforma de maior produção de petróleo da Petrobras e do Brasil. O projeto Búzios 7, que inclui não apenas a plataforma Almirante Tamandaré, mas também toda a infraestrutura submarina, como dutos e poços, recebeu, em outubro de 2025, o prêmio OTC Brazil Distinguished Achievement Award for Companies, concedido pela Offshore Technology Conference, um dos mais importantes eventos globais de tecnologia voltados para o setor offshore de óleo e gás.

Ainda em 2025, em maio, o FPSO Alexandre de Gusmão iniciou suas operações no Campo de Mero, mais de dois meses antes do previsto no Plano de Negócios 2025-2029 e, em dezembro, a P-78 produziu seu primeiro óleo no Campo de Búzios. A entrada em operação da P-78 possibilitou um aumento de cerca de 18% na capacidade de produção instalada atual no campo, atingindo aproximadamente 1,15 milhão de barris por dia (bpd).

Em novembro de 2025, houve a saída do estaleiro da P-79 (Búzios 8) para operação no campo de Búzios. A unidade chegou à locação no início de fevereiro, realizou as atividades de ancoragem em apenas 12 dias e, em 1º de maio, iniciou a operação com três meses de antecedência em relação à data prevista no PN 26-30. O FPSO tem capacidade de produzir diariamente 180 mil bpd de óleo, além de comprimir 7,2 milhões de m³ de gás diários.

De acordo com o plano de negócios, a Companhia prevê instalar ainda oito novos FPSOs nos próximos cinco 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%).

A jazida compartilhada de Mero inclui as concessões de Mero e Entorno de Mero. A participação da Petrobras na jazida compartilhada ao final de 2025 é de 38,6%. Em dezembro de 2025, a Petrobras adquiriu os direitos e obrigações da União em Mero no leilão de áreas não contratadas realizado pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). Assim, a partir de 2027, espera-se que a participação da Companhia aumente de 38,60% para 41,40%.

Desenvolvimento do projeto

A Companhia operou uma produção de petróleo no campo de Mero de 550,8 mil barris por dia (mbpd) em 2025, sendo a produção própria de 176,2 mbpd.

O primeiro óleo de Mero 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).

Além do FPSO Pioneiro de Libra, o arranjo final de produção do campo de Mero inclui os FPSOs Guanabara, Sepetiba, Marechal Duque de Caxias e Alexandre de Gusmão, todos já em operação. A unidade mais recente instalada foi o FPSO Alexandre de Gusmão, em 2025.

Para aumentar a produção, foram ampliadas as capacidades de óleo dos FPSOs Guanabara e Sepetiba, de 180 para 185 kbpd, e do FPSO Marechal Duque de Caxias, de 180 para 200 kbpd. O FPSO Alexandre de Gusmão e o FPSO Pioneiro de Libra operam em suas capacidades de projeto de produção de óleo, de 180 kbpd e 50 kbpd, respectivamente.

Em 2025, as cinco unidades operacionais produziram 13 bilhões de m³ de gás associado, dos quais 91% foram reinjetados no reservatório, juntamente com 5,4 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 do reservatório, no leito marinho. Essa tecnologia irá operar sob alta pressão e utilizará bombas centrífugas para reinjetar o fluxo de gás separado diretamente de volta ao reservatório. Ao remover o gás com alto teor de CO₂, o HISEP™ aumentará a eficiência do processo de separação e reduzirá as emissões por barril de óleo equivalente, tornando-se um sistema promissor de captura de carbono.

O HISEP™ tem como objetivo eliminar gargalos na planta de processamento de gás no topside e prolongar o platô de produção de petróleo ao reduzir a razão gás-óleo (RGO) do óleo que chega à unidade FPSO. Adicionalmente, a tecnologia oferece uma solução para os desafios impostos por alta razão gás-óleo, alto teor de CO₂ e alta produtividade em reservatórios offshore de águas ultraprofundas, especialmente no pré-sal brasileiro. O piloto do HISEP™ será conectado ao FPSO Marechal Duque de Caxias em 2028.

PRM

O Monitoramento Permanente de Reservatórios (PRM) proporcionará uma compreensão mais profunda da distribuição de fluidos no reservatório por meio da aquisição de dados. Também irá melhorar a eficiência da produção de petróleo no campo de Mero. O sistema incorpora tecnologias de monitoramento sísmico 4D de última geração, utilizando dados sísmicos adquiridos em diferentes datas para acompanhar o comportamento do reservatório ao longo do tempo. O sistema inclui uma rede de fibras ópticas conectadas ao FPSO Sepetiba, ao FPSO Marechal Duque de Caxias e aos escritórios da Companhia, permitindo acesso remoto e instantâneo aos dados do reservatório. A primeira aquisição sísmica com PRM está prevista para 2026.

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 2025⁽¹⁾

	Afretadas
Brasil	
<i>Onshore</i>	2 ²
<i>Offshore</i> , pela profundidade da água (WD)	34
Sonda auto-elevatória	2
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	31
Exterior	
<i>Onshore</i>	0
<i>Offshore</i>	2
Total Global	38

(1) Em campos operados.

(2) Não considera sondas de terra para workover, que não são utilizadas para perfuração.

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 2025, a Companhia possuía 16 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 2025, a Petrobras entregou 3,17 milhões de toneladas de materiais e transportou 1,14 milhão de passageiros para suas plataformas em toda a costa brasileira, por meio de suas 86 embarcações de suprimento (Platform Supply Vessels ou “PSV”), 87 helicópteros e uma aeronave, 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.

No ano de 2025 a produção total de óleo e gás natural da Companhia superou em 2,8 p.p. o limite superior da meta (+4%), alcançando 2,99 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), representando um aumento de 11% em relação à produção de 2024. A produção comercial de óleo e gás natural alcançou 2,62 milhões de boed, superando em 0,9 p.p. o limite superior da meta (+4%) projetada.

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

	2025
Óleo, LGN e Gás Natural - Brasil	2.960
Óleo e LGN (mbbl/d)	2.396
Terra e Águas rasas	35
Pós-sal (águas profundas e ultraprofundas)	340
Pré-sal	2.020
Gás natural (mboed)	564
Óleo, LGN e Gás Natural - outros países	30
Total	2.990
Produção Comercial	2.623

Indicadores de produção no pré-sal em 2025

Em 2025, 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	2.445 mboed
Produção média de óleo no pré-sal	2.020 mbbl/d
Índice de utilização de gás	97,7%
Produção anual total de óleo e gás	2.990 mboed

Custo de Extração

O Custo de Extração (CE) é um indicador que mede a eficiência em custos 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\$6,4/boe nos anos de 2020 a 2025. Essa redução é resultado de uma gestão ativa de portfólio, ações de gestão com foco em valor e desvalorização cambial.

Principais campos de produção

Unidades de produtivas										Produção
Bacia	Jazida Compartil	Reservató	Próprias	Capacidade (mbbl/d)	Afretada	Capacidade (mbbl/d)	Consórcio	Grau	Concentr	

bacia		rio Principal						API ⁽¹⁾	ação de enxofre (% wt) ⁽²⁾	de óleo em 2025 (mmbbl/d) ⁽³⁾
Santos	Búzios	Pré-sal	5	4 unidades com 150 e 1 unidade com 180	2	1 unidade com 150 e 1 unidade com 225	Petrobras (89%) CNOOC (7,3%), CNODC (3,7%)	Médio	Doce	668 ⁽⁴⁾
Santos	Tupi/Iracema	Pré-sal	3	3 unidades com 150	6	1 unidade com 100. 1 unidade com 120 e 4 unidades com 150	Petrobras (67,22%) Shell (23,02%) Petrogal (9,21%) PPSA (0,55%) ⁽⁵⁾	Médio	Doce	560
Santos	Mero	Pré-sal	—	—	5	4 unidades com 180 e 1 unidade com 150	Petrobras (38,60%) Shell (19,30%) Total (19,30%) CNODC (9,65%) CNOOC (9,65%) PPSA (3,50%) ⁽⁶⁾	Médio	Doce	176
Campos	Jubarte	Pré-sal/Pós-sal	2	2 unidades com 180	2	2 unidades com 100	Petrobras (100%) ⁽⁵⁾	Médio (80%), Pesado (20%)	Doce (80%), Azedo (20%)	153
Santos	Mero	Pré-sal	—	—	5	4 unidades com 180 1 unidade com 150	Petrobras (38,60%) Shell (19,30%) Total (19,30%) CNODC (9,65%) CNOOC (9,65%) PPSA (3,50%) ⁽⁶⁾	Médio	Doce	176
Campos	Jubarte	Pré-sal/Pós-sal	2	2 unidades com 180	2	2 unidades com 100	Petrobras (100%) ⁽⁵⁾	Médio (80%), Pesado (20%)	Doce (80%), Azedo (20%)	153
Santos	Itapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150			Petrobras (100%)	Médio	Doce	145
Santos	Atapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150	—	—	Petrobras (65,69%) Shell (16,66%) TotalEnergies (15%) Galp (1,7%) PPSA (0,95%) ⁽⁶⁾	Médio	Doce	85
Santos	Sépia	Pré-sal	—	—	1	1 unidade com 180	Petrobras (55,3%) TotalEnergies (16,91%), Petronas (12,69%) QATARENERGY Brasil (12,69%) Galp (2,41%)	Médio	Doce	77
Campos	Roncador	Pós-sal	4	3 unidades com 180 e 1 unidade com 190	—	—	Petrobras (75%) Equinor (25%)	Médio (36%), Pesado (64%)	Azedo	63
Campos	Marlim	Pós-sal	3	1 unidade com 140.	—	—	Petrobras	Médio	Doce	63

Sul			1 unidade com 180 e 1 unidade com 200			(100%)	(71%), Pesado (29%)	(39%), Azedo (61%)		
Santos	Sapinhoá	Pré-sal	—	—	2	2 unidades com 150	Petrobras (45%) Shell (30%), Repsol Sinopec (25%)	Médio	Doce	52
Outros campos pré-e pós-sal										326
Terra										35
Águas rasas										1
TOTAL										2.404

(1) O petróleo produzido sendo informado como uma classificação de Gravidade API e Teor de Enxofre, pois isso apresenta uma indicação mais clara do valor de mercado de cada petróleo produzido. Óleo pesado: $10 \leq \text{API} < 22$; petróleo médio: $22 \leq \text{API} < 31$; petróleo leve: $\text{API} \geq 31$.

(2) Doce: petróleo com menos de 0,5% de enxofre (% m/m). Azedo: petróleo com ou mais de 0,5% de enxofre (% m/m).

(3) Inclui apenas a produção da Petrobras.

(4) Produção da Jazida Compartilhada de Búzios considerando a parcela do Campo de Tambuatá.

(5) Entraram em vigor AIPs nos campos de Jubarte (agosto) e Tupi (dezembro), e a produção informada na última coluna expressa a parcela da Petrobras no ano. A parcela da Petrobras em cada campo a partir do ano de 2026 está expressa na seção “Jazidas compartilhadas”.

(6) A aquisição das áreas não-contratadas de Mero e Atapu não tiveram impacto na produção da Petrobras em 2025.

Sobre o campo de Búzios

O campo de Búzios, o maior campo de petróleo em águas ultraprofundas do mundo, está localizado na Bacia de Santos, no pré-sal, produzindo óleo de qualidade média e baixo teor de enxofre. Trata-se de um ativo altamente competitivo, com custos de extração reduzidos e emissões minimizadas. A Jazida Compartilhada de Búzios inclui as concessões de Búzios, Búzios ECO e Tambuatá, com a Petrobras detendo participação de 89% na Jazida, percentual que deverá ser alterado em 2027. Para mais informações sobre Búzios e Tambuatá, consulte abaixo “Jazidas compartilhadas”.

Em 2025, a produção de petróleo operada pela Petrobras no Reservatório Compartilhado de Búzios atingiu 758 mil barris por dia (kbpd), sendo a produção própria 668 kbpd. A produção de gás natural operada pela Petrobras foi de 33,0 milhões de m³/dia, sendo a produção própria no campo de 29,1 milhões de m³/dia.

O ano de 2025 foi marcado por importantes conquistas, incluindo o recorde diário de exportação de gás, de 10,6 milhões de m³/dia em 20 de agosto, e o recorde diário de produção operada, de 1.007 kbpd em 29 de outubro. Nos mesmos meses, foram registrados recordes mensais de exportação e produção operada, com 8,2 milhões de m³/dia em agosto e 890 kbpd em outubro, respectivamente. Destaca-se que, em 31 de dezembro de 2025, a produção acumulada totalizou 1.400 milhões de barris de óleo (MMbbl).

O plano de desenvolvimento do campo prevê a instalação de 12 FPSOs. Até 2024, as unidades P-74, P-75, P-76, P-77 e Almirante Barroso já estavam em operação. Em fevereiro de 2025, entrou em operação o FPSO Almirante Tamandaré, a primeira plataforma de alta capacidade instalada em Búzios, com projeto para 225 kbpd e processamento de 12 milhões de m³/dia de gás. Em 31 de dezembro de 2025, o FPSO P-78 iniciou a produção, com capacidade de 180 kbpd e compressão de 7,2 milhões de m³/dia, enquanto o FPSO P-79, com capacidade semelhante, está previsto para 2026. Três novas unidades, P-80, P-82 e P-83, estão em construção para instalação em 2027, e o projeto Búzios 12, cuja unidade tem início de produção previsto após 2031, reforçará a posição estratégica do campo.

A Petrobras tem priorizado unidades de alta capacidade, eficientes e de baixo custo, com foco na otimização operacional e na redução de custos. Em 2024, a capacidade nominal de produção de petróleo do FPSO Almirante Barroso foi ampliada de 150 kbpd para até 173,4 kbpd, tendo atingido pico de produção de 168 kbpd em 5 de dezembro de 2025. O FPSO Almirante Tamandaré atingiu sua capacidade nominal de 225 kbpd em agosto, com

apenas cinco poços e seis meses após o início da produção. Posteriormente, a capacidade da plataforma foi expandida para até 270 kbpd, atingindo 257 kbpd em 10 de outubro, consolidando-se como a maior instalação de produção de petróleo da Petrobras e do Brasil. Todos os aumentos de capacidade seguem rigorosos padrões de segurança e meio ambiente, sendo implementados apenas após autorização regulatória. Destaca-se que o FPSO Almirante Tamandaré e as futuras novas plataformas contam com tecnologias avançadas de redução de emissões, alinhando-se aos objetivos de sustentabilidade da companhia.

Outros campos nas bacias de Santos e Campos

Tupi é um campo na Bacia de Santos, localizado em águas ultraprofundas, no pré-sal, com óleo médio e baixo teor de enxofre. A Jazida Compartilhada de Tupi e Área de Iracema inclui as concessões de Tupi, Sul de Tupi e Leste de Tupi, e a participação da Petrobras no depósito compartilhado ao final de 2025 é de 67,457% (a participação da Petrobras foi alterada em 2025, conforme detalhado na seção “Jazidas Compartilhadas”). Considerando a Jazida Compartilhada de Tupi e a área de Iracema, a produção média operada em 2025 foi de 838,2 mil barris por dia (kbpd). Os FPSOs Cidade de Angra dos Reis, Cidade de Paraty, Cidade de Maricá, Cidade de Saquarema, P-66, P-67, P-69, FPSO Cidade de Mangaratiba e FPSO Cidade de Itaguaí já estão instalados, e o foco da Petrobras é continuar produzindo de forma sustentável e gerando valor para a sociedade.

Jubarte é um campo na Bacia de Campos, localizado no litoral do Espírito Santo, com reservatórios tanto no pré-sal quanto no pós-sal. Lá, a Petrobras opera os FPSOs Maria Quitéria, P-58, P-57 e FPSO Cidade de Anchieta. Marlim é um campo com reservatórios no pós-sal da Bacia, localizado no litoral do estado do Rio de Janeiro. Operamos os FPSOs Anna Nery e Anita Garibaldi, que substituíram nove plataformas que atuavam no campo, com menores custos e menores emissões por barril de óleo equivalente (boe) produzido.

Em março de 2026, a Petrobras exerceu o seu direito de preferência para adquirir 50% das participações dos campos Tartaruga Verde e Espadarte - Módulo III da Petronas, ficando com 100% de participação nos campos.

Sistemas Instalados nos últimos cinco anos

A tabela abaixo apresenta os sistemas instalados dos últimos cinco anos. Para sistemas instalados entre 1997 e 2020, 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	P-78	180.000	7	2.030	Cessão Onerosa / Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
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

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 localizadas na Bacia de Campos, vêm sendo adotadas as melhores práticas ESG nos seus processos de descomissionamento. Esses processos estabeleceram critérios e requisitos técnicos rigorosos aos licitantes, com o objetivo de assegurar que as atividades de reciclagem e a destinação final dos resíduos metálicos sejam realizadas em conformidade com as melhores práticas ESG adotadas globalmente pelo setor. Os estaleiros contratados foram obrigados a comprovar a posse de licença de operação que contemplasse, de forma explícita, atividades de desmontagem, bem como a disponibilidade de capacidade instalada para armazenamento temporário e movimentação de materiais. Adicionalmente, exigiu-se a apresentação de planos de contingência e de emergência, além da observância estrita das melhores práticas de segurança e saúde no trabalho.

Em 2025, a plataforma P-32 alcançou 50% de avanço em seu processo de reciclagem no Estaleiro Rio Grande. A plataforma P-33 encontra-se atualmente na área de atracação do Porto do Açu, aguardando a entrega para início de seu processo de reciclagem. Já a plataforma P-26 está no Porto do Açu, aguardando sua destinação final.

Em reconhecimento às suas práticas sustentáveis, a Petrobras permanece, pelo terceiro ano consecutivo, na lista de empresas com práticas responsáveis de destinação sustentável da ONG Shipbreaking Platform. A instituição é dedicada ao monitoramento das atividades de desmantelamento de embarcações e à promoção de práticas seguras e ambientalmente responsáveis, sendo referência para fundos de investimento europeus que direcionam recursos a empresas proprietárias de navios, como a Petrobras. Esse reconhecimento reforça o compromisso da Companhia em liderar iniciativas voltadas à destinação adequada de embarcações, evidenciando seu esforço contínuo para avançar em direção a um futuro mais sustentável, pautado pela segurança, pelo respeito ao meio ambiente e pela proteção dos direitos humanos.

Em relação aos abandonos de poços, em 2025, a Companhia executou com sucesso 33 abandonos de poços, incluindo abandonos temporários e permanentes. O aumento dessa atividade reflete o início da campanha em poços de plataforma e a manutenção do nível de atividade de abandono de poços submarinos.

Jazidas compartilhadas

As participações das empresas mencionadas 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 dos contratos de concessão, partilha de produção ou cessão onerosa e tais áreas ficam sujeitas a Acordos de Individualização da Produção (AIPs), resultando em jazidas compartilhadas entre diferentes áreas. Nos AIPs, custos, investimentos e volumes de produção são compartilhados entre as partes.

Abaixo estão as Jazidas Compartilhadas mais relevantes operadas pela Petrobras que foram sujeitas a AIPs. Esta lista não é exaustiva e, portanto, Jazidas Compartilhadas não mencionadas abaixo também podem ter sido sujeitos a AIPs.

JUBARTE

O AIP das acumulações do pré-sal de Jubarte, localizadas na Bacia de Campos, foi aprovado pela ANP em julho de 2025 e está em vigor desde agosto de 2025.

A jazida compartilhada de Jubarte compreende:

- Contrato de concessão BC-60 (área de Jubarte), operado por nós, no qual detemos 100% da participação;
- Áreas não contratadas (áreas Sudoeste e Nordeste de Jubarte), que pertencem ao governo federal brasileiro, representado pela PPSA;
- Contrato de concessão BC-10 (área de Argonauta), operado pela Shell (50%), em parceria com a ONGC (27%) e Enauta (23%).

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

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
BC-60 (Jubarte)	97,25 %
Áreas não contratadas	1,89 %
BC-10 (Argonauta)	0,86 %

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

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	97,25 %
PPSA (1)	1,89 %
Shell	0,43 %
Brava	0,198 %
ONGC	0,232 %

(1) Parte da área não contratada

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 e uma emenda foi aprovada pela ANP em novembro de 2025, concluindo o primeiro processo de redeterminação da participação no trato, que está em vigor desde dezembro de 2025.

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)	90,6%
Sul de Tupi (Cessão Onerosa)	8,567%
Tupi Leste (Área Não Contratada)	0,833%

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

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	67,457%
Shell	22,65%
Galp	9,06%
PPSA ⁽¹⁾	0,833%

(2) Parte de Tupi Leste (Área Não-Contratada) com 0,833%.

SAPINHOÁ

O AIP das acumulações de Sapinhoá, localizado na Bacia de Santos, está em vigor desde março de 2018, e uma emenda foi aprovada pela ANP em julho de 2025, concluindo o primeiro processo de redeterminação, que está em vigor desde agosto de 2025.

O reservatório conjunto de Sapinhoá compreende:

- Contrato de consórcio BM-S-09 (Campo de Sapinhoá), concessão operada por nós (45%), em parceria com a Shell (30%) e a Repsol Sinopec (25%);
- Contrato de Partilha de Produção do Entorno de Sapinhoá (composto por Sudoeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá e Nordeste de Sapinhoá), concessão operada por nós (45%), em parceria com a Shell (30%) e a Repsol Sinopec (25%).

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

Contrato	Participação (%) de cada Contrato no Reservatório Compartilhado
Sapinhoá (Contrato de Concessão / BM-S-09)	95,803 %
Entorno de Sapinhoá (Contrato de Partilha de Produção)	4,197 %

As participações de cada parceiro no reservatório de Sapinhoá são:

Parceiro	Participação (%) de cada parceiro no Reservatório Compartilhado
Petrobras (operadora)	45%
Shell	30%
Repsol Sinopec	25%
PPSA	0 ⁽¹⁾

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

Além dos AIPs discutidos acima, que foram modificados durante 2025, a tabela abaixo resume os campos mais significativos sujeitos a AIPs dos quais fazemos parte e que não sofreram quaisquer alterações. Esta lista não é exaustiva, e outros campos não mencionados abaixo também podem estar sujeitos a AIPs.

Jazidas Compartilhadas Relevantes (AIPs)

AIP	Contratos	Parceiros ⁽³⁾
Mero ⁽²⁾	Mero, Sul de Mero, Norte de Mero	Petrobras* (38,60%), Shell (19,30%), TotalEnergies (19,30%), CNODC (9,65%), CNOOC (9,65%), PPSA (3.50%)
Atapu ⁽²⁾	Oeste de Atapu, Atapu, Atapu ECO, Norte de Atapu	Petrobras* (65,69%), Shell (16,66%), TotalEnergies (15%), Galp (1,7%), PPSA (0.95%)
Sépia ⁽¹⁾	Sépia Leste, Sépia ECO, Sépia	Petrobras* (55,30%), TotalEnergies (16,91%), Petronas (12,69%), QP Brasil (12,69%), Petrogal (2,41%)
Búzios e Tambuatá ⁽¹⁾	Búzios, Búzios ECO, Tambuatá	Petrobras* (88,99%), CNOOC (7,34%), CNODC (3.67%)
Tartaruga Verde ⁽¹⁾	Tartaruga Verde, Tartaruga Verde Sudoeste	Petrobras* (58,90%), Petronas (41,10%)
Brava ⁽¹⁾	Marlim Voador Norte de Brava	Petrobras* (100%)
Albacora pré-sal (Forno) ⁽¹⁾	Albacora, Norte de Brava	Petrobras* (100%)

* Operador

- (1) PPSA é o gerente de Contratos de Partilha de Produção
- (2) A PPSA é a gestora dos Contratos de Partilha de Produção e representante do governo federal brasileiro para a área não contratada. A expectativa é que os novos percentuais de WI estejam em vigor em 2027, devido ao leilão de áreas não contratadas realizado pela PPSA em 2025. Para mais informações, consulte “Aquisições no Brasil” na seção “1.1 Exploração” acima.
- (3) Os números apresentados na tabela foram arredondados para duas casas decimais e, portanto, podem diferir dos valores contratuais. Diferenças na soma dos números são devidas ao arredondamento.

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 com base no preço do petróleo do tipo Brent, a partir da média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia de cada mês do ano de referência.

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 geociências 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 de petróleo, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2025 foram estimadas em 12.112 milhões de boe, sendo 5.751 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 da Companhia.

Os volumes das reservas provadas da Companhia em 2025, 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)	2025
Óleo e condensado (Brasil)	10,108
Gás natural (Brasil)	1.950
Óleo, condensado e gás natural (exterior)	54
Reservas provadas - total	12.112

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

Em 31 de dezembro de 2025, 6,4% (370 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 2025, a Petrobras investiu um total de US\$ 16,9 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 99,7% 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 93,6% das reservas provadas de petróleo bruto, condensado e gás natural da Petrobras no Brasil em 31 de dezembro de 2025. O volume de reservas revisado pela D&M corresponde a 93,2% 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 2025, as reservas provadas segundo esse critério atingiram 12,5 bilhões de barris de óleo equivalente. As diferenças entre as reservas estimadas pelos critérios ANP/SPE e SEC estão associadas, principalmente, à utilização de diferentes premissas econômicas e à possibilidade de se considerar como reservas, no critério ANP/SPE, volumes além do prazo contratual de concessão nos campos do Brasil, de acordo com o regulamento técnico de reservas da ANP.

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, descontada do gás reinjetado nos reservatórios. O Índice de reposição de reservas orgânico (IRR orgânico) é também a relação entre apropriação e produção, mas desconsiderando os volumes comprados, vendidos e reinjetados nesse cálculo. O Índice reserva/produção (R/P) é a relação entre as reservas provadas do ano e a produção do ano, descontada do gás reinjetado nos reservatórios. 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 2025 estão destacados na tabela a seguir:

Índices de reservas

Índice de reposição de reservas (IRR)	175%
Índice de reposição de reservas orgânico (IRR orgânico)	175%
Índice Reserva/Produção (R/P)	12,5 anos
Índice de Desenvolvimento (ID)	53%

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 2025.

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 79% 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 2025 foram processados 1,670 milhões de barris por dia de petróleo e líquido de gás natural (LGN) nas suas refinarias, sendo 92% provenientes de óleo nacional e 8% 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 2025.

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	7	8
RECAP (Capuava)	Capuava (SP)	57	58	58
REDUC (Duque de Caxias)	Duque de Caxias (RJ)	239	213	216
REFAP (Alberto Pasqualini)	Canoas (RS)	201	157	168
REGAP (Gabriel Passos)	Betim (MG)	157	150	153
REPAR (Presidente Getúlio Vargas)	Araucária (PR)	208	202	202
REPLAN (Paulínia)	Paulínia (SP)	434	391	396
REVAP (Henrique Lage)	São José dos Campos (SP)	252	206	207
RPBC (Presidente Bernardes)	Cubatão (SP)	170	167	167
RNEST (Abreu e Lima)	Ipojuca (PE)	88	73	78
Carga Processada Média de Petróleo Bruto		1.625		
Carga Média de LGN		45		
Carga Processada Média (Considera Petróleo e LGN Processado)		1.670		
Carga Total		1.652		

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.

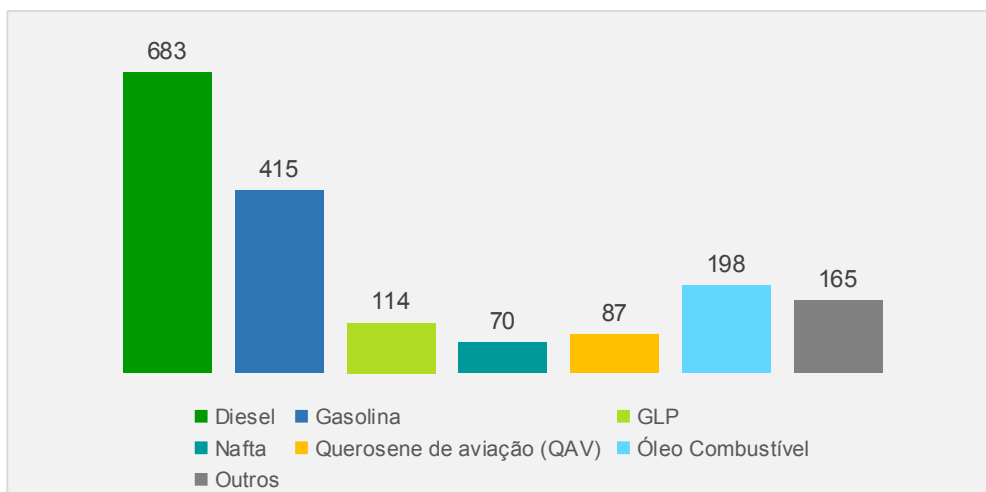
A tabela abaixo apresenta os principais produtos produzidos em cada refinaria e sua capacidade de armazenamento.

Principais produtos, principais mercados e capacidade de armazenamento das refinarias

Refinaria	Principais produtos	Capacidade de armazenamento (mmbbl)		Principais mercados
		Óleo cru	Derivados	
LUBNOR	Asfalto (45%); Óleo combustível (33%); óleos básicos para lubrificantes (16%); diesel (7%)	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 (33%); GLP (9%)	0,6	1,7	Parte da região metropolitana de São Paulo e plantas de petroquímica
REDUC	Diesel (24%); gasolina (17%); óleo combustível (20%); GLP (8%); combustível de aviação (7%); 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 (5%); GLP (7%)	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 (26%); 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 (7%)	3,3	5,8	Paraná, Santa Catarina, sul de São Paulo e Mato Grosso do Sul
REPLAN	Diesel (41%); gasolina (26%); GLP (6%); combustível de aviação (5%); óleo combustível (11%)	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 (25%); gasolina (23%); nafta (9%); combustível de aviação (14%); óleo combustível (15%)	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 (49%); gasolina (27%); óleo combustível (10%); 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 (61%); Nafta (12%); coque (10%); óleo combustível (15%)	(1)	5,6	Norte e Nordeste do Brasil

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

Em 2025, a Companhia produziu 1,732 milhão de barris por dia de derivados, com a seguinte distribuição:



Em 2025, a Petrobras utilizou 91% de sua capacidade total de refino de 1,813 milhão de barris por dia, e 68% 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 2025, ver seção “2.3. Comercialização” deste Formulário de Referência.

RefTOP - Programa de Refino de Classe Mundial

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 88,7% de geração renovável em 2024 (EPE, Balanço Energético Nacional, 2025). 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 aumentou de 36,2 kgCO₂e/CWT em 2024 para 36,7 kgCO₂e/CWT em 2025, considerando todas as refinarias, refletindo um aumento pontual de 1,4% em comparação a 2024, impactado por fatores operacionais específicos como paradas programadas e variações de carga processada, o que afetou temporariamente as condições de operações e o perfil de emissões associado.

Complexo de Energias Boaventura

Em relação ao Complexo Energético Boaventura — anteriormente conhecido como GASLUB e localizado em Itaboraí, Rio de Janeiro — a Petrobras assinou treze dos quinze principais contratos para a conclusão de sua construção restante, e os outros dois com previsão de abertura de propostas no segundo semestre de 2026. Esse projeto prevê a integração com a refinaria REDUC e consiste numa unidade de hidrocrackeamento catalítico, hidrotratamento e hidroisomerização para conversão de gasóleo de vácuo em correntes de maior valor agregado e nesta última a produção de óleos lubrificantes básicos do Grupo II, que constituem uma 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 também produzirão combustíveis de alta qualidade, aumentando a produção de S-10 em 76 mbbl/d. A previsão de início de operação é em maio de 2029.

Em linha com o Planejamento Estratégico da Petrobras, iniciou-se as atividades de engenharia básica para a implementação de uma unidade dedicada ao processamento de matérias-primas renováveis (óleos vegetais e gorduras animais) e à produção de combustíveis sustentáveis, incluindo SAF (combustível sustentável de aviação) e HVO (óleo vegetal hidrotratado).

Também se destacam as unidades de processamento de gás natural (UPGNs), sendo que o módulo I entrou em operação comercial em novembro de 2024 e o módulo II em maio de 2025.

A Usina Termelétrica a Gás Natural obteve Licença Prévia junto ao órgão ambiental em novembro de 2024 e permanece em avaliação com o objetivo de participar de futuros Leilões de Projetos Termelétricos.

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. O Trem 2 da RNEST teve todos os contratos para implantação do escopo remanescente assinados, incluindo as unidades de destilação atmosférica, coqueamento retardado e hidrotratamento. Essa expansão permitirá um aumento de 88 mbpd na produção de diesel S-10, com início da operação previsto para julho de 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, que iniciou as operações em mai/2025, a Companhia realizou investimentos na REVAP, com modificações na unidade de hidrotratamento existente (U-272D), aumentando a capacidade de produção de S-10 em 41 mbbl/d, atendendo as especificações do mercado e os requisitos ambientais. O início das operações da unidade renovada se deu em janeiro de 2026.

2.2. Transporte e Armazenamento

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 46 terminais, sendo 25 marítimos e 21 terrestres. Os terminais operados pela Transpetro, sejam eles da Petrobras ou de terceiros, têm uma capacidade nominal total de armazenamento de 10,5 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 10,7 anos, com capacidade de transporte de 3,2 milhões de toneladas de porte bruto.

Em 2025, a Transpetro movimentou 658 milhões de m³ de petróleo, derivados e biocombustíveis, totalizando 5.863 operações com navios e barcas. Neste ano, seus navios movimentaram cerca de 44,8 milhões de m³ de petróleo e derivados, cerca de 19% da carga movimentada por via marítima pela Petrobras, totalizando 850 operações no ano, uma média de 71 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 2025, 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 em relação à máxima histórica de 261 ocorrências em 2018 para 31 em 2025.

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

Terminais próprios

Localização	Terminal	Tipo	Capacidade Nominal (m ³)
Amazonas	Coari	Marítimo	86.147
Ceará	Mucuripe	Marítimo	N/A ⁽¹⁾
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 ⁽²⁾	Marítimo	75.484
	Japeri	Terrestre	37.650
	Volta Redonda	Terrestre	25.502
Rio Grande do Sul	Cabiúnas	Terrestre	483.134
	Niterói	Marítimo	21.189
	Rio Grande	Marítimo	101.422
Santa Catarina	Osório	Marítimo	842.393
	Biguaçu	Terrestre	36.214
	Itajaí	Terrestre	56.482
	Guaramirim	Terrestre	18.644
São Paulo	São Francisco do Sul	Marítimo	473.166
	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	35	-	9.412.682

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

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

Ao final de 2025, 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 33 embarcações (próprias e afretadas). Além disso, a Petrobras conta com mais 82 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	156.520
	Angra dos Reis	Afretado	104.999
	Anita Garibaldi	Próprio	72.786
	Barbosa Lima Sobrinho	Próprio	5.079
	Carlos Drummond de Andrade	Próprio	114.366
	Castro Alves	Próprio	114.562
	Celso Furtado	Próprio	48.300
	Darcy Ribeiro	Próprio	5.092
	Dragão do Mar	Próprio	157.055
	Fortaleza Knutsen	Afretado	106.316

	Garrincha	Próprio	114.441
	Gilberto Freyre	Próprio	3.000
	Henrique Dias	Próprio	156.509
	João Cândido	Próprio	156.517
	Jorge Amado	Próprio	3.000
	José Alencar	Próprio	48.573
	José do Patrocínio	Próprio	156.726
	Lucio Costa	Próprio	5.097
	Machado de Assis	Próprio	151.953
	Madre de Deus	Afretado	104.999
	Marcílio Dias	Próprio	156.548
	Milton Santos	Próprio	157.055
	Olavo Bilac	Próprio	114.562
	Oscar Niemeyer	Próprio	5.079
	Portinari	Próprio	114.435
	Recife Knutsen	Afretado	104.999
	Rio Grande	Afretado	105.224
	Rômulo Almeida	Próprio	48.449
	São Luís	Afretado	104.999
	São Sebastião	Afretado	105.165
	Sérgio Buarque de Holanda	Próprio	48.300
	Zumbi dos Palmares	Próprio	156.786
Subtotal Próprio/Afretado pela Transpetro		33	3.164.546

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
	Buena Confianza	Afretado	8.764
	Buran	Afretado	18.548
	Charline	Afretado	50.436
	Clarity	Afretado	49.999
	Clean Justice	Afretado	44.998
	Clearocean Melody	Afretado	49.995
	Clyde	Afretado	49.999
	Dallas	Afretado	65.118
	Donoussa	Afretado	299.999
	Eagle Cambe	Afretado	155.414
	Eagle Colatina	Afretado	155.362
	Eagle Crato	Afretado	152.000
	Eagle Paraiba	Afretado	105.153

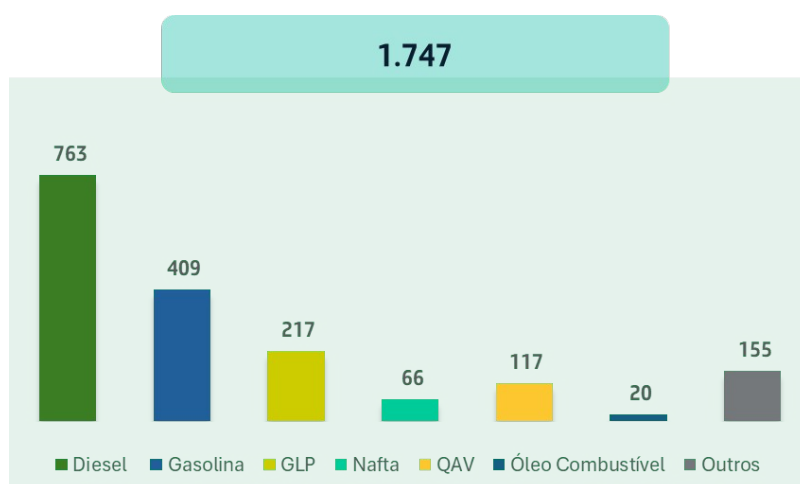
Eagle Paraíso	Afretado	153.264
Eagle Parana	Afretado	105.048
Eagle Passos	Afretado	152.000
Eagle Paulinia	Afretado	153.352
Eagle Petrolina	Afretado	153.226
Eco Energia I	Afretado	4.200
Elandra Star	Afretado	49.999
Eli Knutsen	Afretado	154.310
Elka Leblon	Afretado	154.846
Elka Parana	Afretado	155.010
Epic Baluan	Afretado	7.187
Flumar Brasil	Afretado	51.188
Forte De Copacabana	Afretado	8.834
Forte De Sao Luiz	Afretado	8.250
Forte De Sao Marcos	Afretado	8.770
Fraternity	Afretado	157.667
Gavi C	Afretado	37.606
Gaz Synergy	Afretado	17.740
Heather Knutsen	Afretado	148.643
Hedda Knutsen	Afretado	154.348
Honesty	Afretado	50.384
Horizon Armonia	Afretado	49.999
Horizon Theano	Afretado	50.268
Horizon Theoni	Afretado	49.999
Ioannis Zafirakis	Afretado	49.999
Isabella M II	Afretado	49.999
Jagannath	Afretado	54.675
Jakarta	Afretado	65.055
Kamilla Kosan	Afretado	11.738
Lambada Spirit	Afretado	154.036
Luigi Galvani	Afretado	28.543
Maersk Callao	Afretado	49.919
Maersk Katalin	Afretado	39.708
Maersk Kiera	Afretado	39.724
Maersk Malaga	Afretado	51.544
Manta Anadolu	Afretado	28.447
Manta Beyoglu	Afretado	28.585
Maran Libra	Afretado	319.431
Marlin	Afretado	17.043
Mersey	Afretado	49.999
P. Tokyo	Afretado	114.014
Pacific Azur	Afretado	49.997
Pacific Jasper	Afretado	49.998
Pacific Onyx	Afretado	49.996
Pacific Zircon	Afretado	49.995
Phoenix Vantage	Afretado	299.996
Pine Olia	Afretado	49.999

	President I	Afretado	64.999
	Queen Of Doria	Afretado	46.590
	Rio 2016	Afretado	155.709
	San Andres IV	Afretado	3.557
	Sealoader 2	Afretado	3.100
	Shamal	Afretado	64.834
	Sinndar	Afretado	54.596
	Sti Jardins	Afretado	49.990
	Taruca	Afretado	19.983
	Tweed	Afretado	49.999
	Vialli	Afretado	44.999
	Vorias	Afretado	38.375
	Witham	Afretado	49.999
Subtotal afretado pela Petrobras		82	6.485.823
TOTAL		115	9.650.369

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 2025, a Companhia comercializou 1.747 mbbl/d de derivados no mercado brasileiro, distribuídos da seguinte forma:



Sobre os principais derivados

- O óleo 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 óleo Diesel A, produzido nas refinarias brasileiras, deve obrigatoriamente ser misturado ao biodiesel pelas empresas distribuidoras, resultando no óleo 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 30% 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).

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 Brava, 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 Refit, localizada no estado do Rio de Janeiro, as centrais petroquímicas, e os formuladores de combustíveis.

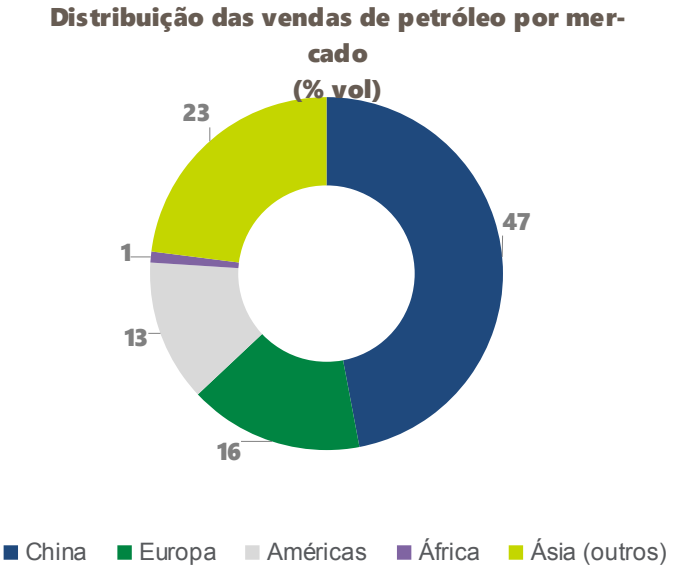
Dessa forma, o mercado brasileiro é atendido por diversos agentes. No ano de 2025, segundo dados da ANP, a gasolina A produzida e importada pela Petrobras atendeu cerca de 39% da demanda total dos veículos leves (motores ciclo Otto). O restante foi atendido pela produção e importação de gasolina por outros agentes, pelo etanol hidratado combustível e o etanol anidro de mistura obrigatória à gasolina refinada, e pelo GNV.

Para os motores à óleo Diesel, segundo dados da ANP, a partir de produção e importação de óleo Diesel A, a Petrobras atendeu cerca de 62% 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.

Um dos nossos negócios mais representativos em termos de volume e rentabilidade é o petróleo, vendido tanto no mercado spot quanto por meio de contratos de longo prazo. Em 2025, o volume de petróleo vendido foi de aproximadamente 935 mil barris por dia (mbbl/d), considerando o mercado externo e o mercado doméstico conjuntamente. Nosso portfólio abrange aproximadamente 70 clientes, incluindo refinarias que processam ou processaram regularmente óleos brasileiros, distribuídas pela Ásia, Europa, Américas e África.



Em 2025, a Companhia se manteve como um dos maiores exportadores de óleo combustível com baixo teor de enxofre do mundo, não obstante a ampliação da participação do produto com alto teor de enxofre em nosso portfólio. Nosso óleo combustível está disponível nos principais polos de mercado, como Singapura, Golfo Árabe, Mediterrâneo, Noroeste da Europa, costa oeste da África, Panamá, Caribe e China. Nossos parceiros comerciais incluem grandes organizações, empresas de trading e companhias de abastecimento. Vendemos óleo combustível para mais de 20 empresas diferentes este ano.

Alinhados à estratégia de desenvolver novos produtos para um mercado de baixo carbono, em 2025 inauguramos a venda de bunker¹ com conteúdo renovável no mercado asiático. Esse bunker com adição de biocombustível é formulado utilizando VLSFO (*Very Low Sulfur Fuel Oil* - óleo combustível com teor muito baixo de enxofre) e material renovável derivado de óleo de cozinha usado processado (UCO - *Used Cooking Oil*).

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

	2025
Exportações	
Óleo cru	765
Óleo combustível	170
Outros derivados	43
Total exportações	978

¹ Óleo combustível misturado para atender às especificações do mercado e ser utilizado como combustível marítimo.

Importações	
Óleo cru	132
GLP	48
Diesel	115
Gasolina	13
Outros derivados	24
Total importações	332

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.

Potencial transação envolvendo a participação da Novonor na Braskem

A Petrobras é o segundo maior acionista da Braskem e parte do Acordo de Acionistas, que contém cláusulas de tag along e direito de preferência.

Em dezembro de 2025, a Petrobras divulgou comunicado à imprensa sobre potencial transação envolvendo a participação da Novonor na Braskem, que inclui ações detidas pela NSP Inv. e créditos mantidos por certas instituições financeiras contra o grupo Novonor, garantidos por ações da Braskem. Também informou que estava avaliando a assinatura de um novo Acordo de Acionistas da Braskem com as partes envolvidas, considerando as negociações em andamento.

Posteriormente, ainda em dezembro de 2025, dado o progresso nas negociações e para agilizar os procedimentos de autorização necessários, a potencial transação foi submetida ao CADE, com a atuação da Petrobras como parte interveniente anuente, considerando os termos de um possível novo Acordo de Acionistas, que permanece sujeito à aprovação pelos seus órgãos decisórios competentes.

Em fevereiro de 2026, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a decisão de não exercer os Direitos de Preferência e de Tag Along previstos no atual Acordo de Acionistas da Braskem S.A., considerando o estágio das negociações em andamento, e autorizou a Diretoria Executiva, dentro das premissas apresentadas, a tomar as medidas necessárias para implementar essa decisão.

Em março de 2026, o CADE aprovou a transação, sem restrições. Em 20 de abril de 2026, a Petrobras foi informada sobre a assinatura do Contrato de Compra e Venda Judicial de Ações e Outras Avenças regulando, dentre outros, os termos e condições para a alienação judicial pela NSP Inv. ao Shine I Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Responsabilidade Limitada ("FIP"), de ações ordinárias e preferenciais classe "A" de emissão da Braskem, sujeita ao cumprimento de determinadas condições suspensivas.

Em 23/4/2026, a Petrobras informou que (i) encaminhou notificação para Novonor S.A. - Em Recuperação Judicial (“Novonor”), formalizando sua opção pelo não exercício, pela companhia, dos Direitos de Preferência e de Tag Along previstos no Acordo de Acionistas vigente da Braskem S.A. e (ii) assinou com o Shine I Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Responsabilidade Limitada (“FIP”) um novo Acordo de Acionistas da Braskem, para promover um aperfeiçoamento da governança e o controle compartilhado entre Petrobras e FIP, na Braskem, incluindo a obrigação de obtenção de consenso entre as partes em todas as deliberações do Conselho de Administração e da Assembleia Geral, e o direito à indicação, pelas partes, de número igual de membros para o Conselho de Administração e a Diretoria Estatutária. O Acordo de Acionistas será encaminhado para a Braskem, para adoção das providências cabíveis, e entrará em vigor tão logo seja concluída a transferência de ações para o FIP. Além dessa iniciativa, Petrobras e FIP, em consonância com o novo acordo, apresentarão proposta de um novo Estatuto Social para a Braskem, cuja efetividade seguirá os procedimentos aplicáveis de governança da Braskem.

Assinatura de novos contratos de longo prazo com a Braskem

Em paralelo, em dezembro de 2025, a Petrobras assinou novos contratos de longo prazo com a Braskem, considerando o vencimento iminente dos contratos vigentes, para as seguintes relações comerciais:

- Compra e venda de nafta petroquímica para abastecer as plantas da Braskem nos estados de São Paulo, Bahia e Rio Grande do Sul, com preços baseados em benchmarks internacionais. Os contratos estipulam uma quantidade mínima mensal de retirada, com possibilidade de negociação de quantidades adicionais mensais, que podem chegar a 4,116 milhões de toneladas em 2026 e a 4,316 milhões de toneladas em 2030. O valor estimado dos contratos é de US\$ 11,3 bilhões, com prazo de 5 anos, a partir de 1º de janeiro de 2026.
- Compra e venda de etano, propano e hidrogênio para abastecer o estado do Rio de Janeiro, com preços baseados em benchmarks internacionais. De 2026 a 2028, o contrato prevê a manutenção da quantidade atualmente contratada – 580.000 toneladas de equivalente de etileno por ano – com produção e fornecimento da Reduc (Refinaria Duque de Caxias). De 2029 a 2036, inclui um aumento na quantidade contratada para 725.000 toneladas de equivalente de etileno por ano para atender à expansão planejada da Braskem (atualmente em fase de projeto), com produção e fornecimento da Reduc e/ou do Complexo Energético de Boaventura. O valor estimado do contrato é de US\$ 5,6 bilhões, com prazo de 11 anos, a partir de 1º de janeiro de 2026.
- Compra e venda de propileno proveniente das refinarias Reduc, Recap e Refap, com preços baseados em benchmarks internacionais. A quantidade contratada é de até 140.000 toneladas por ano na Recap, 100.000 toneladas na Reduc e escalonada em 14.000, 24.000, 36.000, 48.000 e 60.000 toneladas por ano contratual na Refap. O valor estimado dos contratos é de US\$ 940 milhões, com prazo de 5 anos, a partir de 18 de maio de 2026.

A execução dos contratos é classificada como uma Transação com Partes Relacionadas (TPR), apresentando condições estritamente comutativas, garantindo transparência, equidade e os interesses das empresas, em conformidade com as condições de mercado, e foi revisada pelo Comitê de Auditoria Estatutária.

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 5.070 toneladas por dia de ureia, 3.850 toneladas por dia de amônia e 2.190 toneladas por dia de ARLA-32, o que corresponde a cerca de 20% da demanda nacional de ureia.

A Companhia possui também uma fábrica de fertilizantes em construção (UFN-III) em Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, cujas obras iniciaram-se em setembro de 2011 e foram interrompidas em dezembro de 2014, com 81% de avanço físico. Essa fábrica tem capacidade nominal projetada de cerca de 3.600 toneladas por dia de ureia e 2.200 toneladas por dia de amônia, das quais 180 toneladas por dia são excedentes e disponíveis para a comercialização.

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.

Com a nova visão de ser a melhor empresa de energia diversificada e integrada, incluindo os segmentos de fertilizantes e petroquímica introduzida no Plano Estratégico 2024-2028+, em 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 2026, sob um Contrato de Industrialização sob Encomenda celebrado, em setembro de 2025, entre Petrobras e ANSA, pelo prazo de 1095 dias, podendo ser prorrogado por até 730 dias, mediante acordo entre as partes.

Em outubro de 2024, a Petrobras informou que seu Conselho de Administração aprovou a continuidade da implantação da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III). Em abril de 2026 esse mesmo Conselho aprovou a retomada das obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III). Essa decisão está fundamentada em rigorosa reavaliação do projeto e alinhada às diretrizes do Plano de Negócios 2026-2030. O projeto incorpora modernos equipamentos e tecnologias de última geração, resultando em altos índices de eficiência industrial.

Em maio de 2025, a Companhia assinou um acordo com a Proquigel que resolveu disputas contratuais e litígios entre as partes e possibilitou a retomada, pela Petrobras, da posse das fábricas de fertilizantes (FAFENs) na Bahia e em Sergipe. As plantas tiveram sua manutenção concluída em dezembro de 2025, com o início da produção e comercialização de amônia e ureia em janeiro de 2026.

Adicionalmente, em 2024, a Petrobras assinou com a Yara Brasil Fertilizantes S.A. (Yara) um Memorando de Entendimentos (MoU) e um Master Agreement visando estudos de potenciais parcerias de negócios para iniciativas locais no segmento de fertilizantes, produção de produtos industriais e descarbonização da produção. Também foram assinados dois acordos com a Yara em novembro de 2024. O primeiro é um contrato para a produção de ARLA 32 na ANSA, utilizando ureia fornecida pela Yara, e o segundo é um acordo de cooperação técnica entre a Yara e Petrobras para o desenvolvimento de estudos conjuntos sobre fertilizantes e produtos industriais, bem como iniciativas de transição energética ligadas a projetos de descarbonização e à produção de fertilizantes renováveis e de baixo carbono. As tratativas sob esse MoU permaneceram ativas em 2025.

No âmbito do Memorando de Entendimentos (MoU) assinado com o Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento e do Termo de Cooperação assinado com a EMBRAPA, em dezembro de 2024, a Petrobras reitera seu compromisso de fazer parte do Centro de Excelência em Fertilizantes e Nutrição de Plantas, o CEFENP, com um investimento de R\$2,5 milhões para o desenvolvimento do CEFENP Digital, ambiente virtual de cooperação técnica entre os diversos agentes do segmento de fertilizantes. O CEFENP Digital é o primeiro estágio de implantação do CEFENP, que busca promover uma governança público-privada eficiente e integrada em Ciência, Tecnologia, Inovação e Sustentabilidade Ambiental, e reforça o compromisso com o desenvolvimento tecnológico no Brasil e com a disseminação de conhecimento que contribui para resolução dos desafios do setor.

A Petrobras continua avançando nas ações relativas ao segmento de Fertilizantes, reforçando seu compromisso de suprimento do mercado doméstico e das metas de descarbonização de sua cadeia de produção.

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 - Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono) e a produção de biodiesel e 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

	2025
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 de 2024. Em 01/04/2025, foi ampliada a autorização para produção comercial, incluindo o módulo II, de mesma capacidade.

(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 2025, a Petrobras contava com 11 UPGNs, sendo 9 no Brasil e duas na Bolívia, com uma capacidade total instalada de processamento de 121 milhões de m³/dia, sendo 108 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 2025 foi de 57,5 milhões m³/dia e os principais produtos gerados foram 51,2 milhões m³/dia de gás natural especificado e 4,7 mil t/dia de GLP.

A tabela abaixo mostra as unidades de tratamento de gás no Brasil, bem como suas localizações e produção em 2025.

UPGN	Localização	Capacidade de processamento (milhão m ³ /dia)	Gás natural não processado (milhão m ³ /dia)	Gás natural processado (milhão m ³ /dia)	GLP (mil t/dia)
UTGCAB ⁽¹⁾	Rio de Janeiro	24,6	19,24	16,09	0,81
UTGCA	São Paulo	20,0	10,27	9,66	0,96
UTGC	Espírito Santo	18,1	3,56	3,19	0,47
UTGSUL ⁽²⁾	Espírito Santo	0	0	0	0
UTGITB ⁽³⁾	Rio de Janeiro	21,0	10,06	8,83	1,45
REDUC	Rio de Janeiro	2,5	0	0	0
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		107,65	57,52	51,16	3,39

(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: 2,27 milhões de m³/d em 2023, 3,0 milhões de m³/d em 2024 e 2,17 milhões de m³/d em 2025, 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.

(3) Em 09/09/2024, 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. Em 01/04/2025, foi ampliada a autorização para produção comercial, incluindo o módulo II, de mesma capacidade.

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.

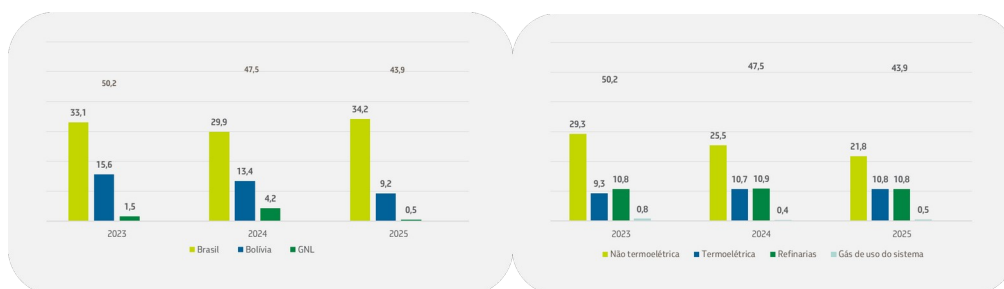
3.1.2. Transporte e Comercialização

Pelo lado da oferta, além de vender a sua produção própria de gás natural, a Companhia adquire gás de outros produtores e importadores no Brasil, importa gás boliviano, importa gás argentino via Bolívia 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 pela produção de 92%, 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 e fertilizantes, além de utilizado no sistema de transporte de gás natural. O mercado não termelétrico é composto pelas empresas distribuidoras de gás natural, que atendem o mercado cativo e consumidores livres (podem negociar livremente suas compras de gás natural com vários fornecedores, em vez de comprar diretamente da concessionária de distribuição, contratando somente serviço de distribuição).

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 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 e unidades próprias.

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 Uruguiana-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 (chegando ao polo petroquímico de Triunfo/RS através da interconexão do sistema da TBG com o sistema da TSB), 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 Uruguiana e o trecho entre Canoas/RS e o polo petroquímico de Triunfo/RS, que se conecta com o sistema da TBG em Canoas/RS. Após a promulgação do Novo Marco em 2021, aumentou o número de agentes acessando a malha integrada de gás natural do Brasil. A Petrobras ainda figura como principal carregador na malha de transporte de gás brasileira.

Desde 2020, 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.

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.

Adicionalmente, nos sistemas da NTS e da TAG, nos últimos anos, a Petrobras vem contratando serviços de entrada (Ponto de Entrada Itaboraí/RJ) e saída (Zona de Saída ES3), respectivamente, nas localidades não abarcadas pelos contratos de transporte legados com as citadas transportadoras.

Em função do término dos contratos de transporte relacionados à Malha Sudeste e à Malha Nordeste, em 31/12/2025, a Petrobras passou a contratar serviço de transporte no regime de Entrada e Saída junto à NTS e à TAG, a fim de cumprir seus compromissos de recebimento e entrega de gás a partir de 01/01/2026.

Ainda no ano de 2026, a Petrobras deverá concluir o processo de adequação ao regime de Entrada e Saída dos contratos de transporte legados com a TBG, NTS e TAG.

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

Em 2025, a Companhia ofereceu aos clientes novos produtos com condições ainda mais flexíveis, para que os consumidores cativos e consumidores industriais livres possam montar seu próprio portfólio:

- Inclusão do Henry Hub, indexador *gas-to-gas*, além do indexador Brent.
- Prazos contratuais diversificados, variando de 4 contratos de curto prazo até 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 tipos de mecanismos para entregar ao mercado preços ainda mais competitivos e, dessa forma, elevar de forma estrutural 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 entre 60% e 90% da quantidade contratada.
- (ii) Mecanismo de Incentivo à Demanda: promove a redução do preço do gás para 10% do Brent (na parcela da molécula) para quantidades retiradas acima de 90% e até 100% do volume contratado.

Além dessa diversificação, as condições comerciais negociadas ao longo do ano de 2025 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).

Como resultado, novos contratos de gás natural (e aditivos) foram celebrados com 22 consumidores industriais livres, totalizando 6.4 milhões de m³/dia de volume adicional contratado.

Esse movimento ocorreu ao longo de 2025 e resultou não apenas na contratação de 22 clientes industriais e no fornecimento de 6,4 milhões de m³/dia de gás natural pela Petrobras diretamente ao mercado, como também foi o fator responsável pela redução verificada no volume fornecido às distribuidoras estaduais.

Em 31 de dezembro de 2025, o compromisso total da Petrobras em contratos de gás natural a serem entregues em 2026 totalizava de 20,6 milhões de m³/dia, incluindo contratos com empresas distribuidoras estaduais de gás natural (14,2 milhões de m³/dia) e outros clientes industriais livres firmados em anos anteriores (6,4 milhões de m³/dia).

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 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. A ANP vem conduzindo o processo de regulamentação do Novo Marco Legal para o Gás Natural, conforme as ações previstas em sua Agenda Regulatória 2025-2026. Em função dos avanços do processo de abertura de mercado do Brasil, 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.

Adicionalmente, a Petrobras junto com os parceiros concedeu acesso às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, de forma que produtores podem acessar diretamente o mercado de gás que, desde 2024 caminha em direção a uma grande abertura, com a consolidação da contratação do Transporte por Entradas e Saídas (E/S) e com diversos Estados adotando em suas regulações a figura do consumidor livre, aquele agente que pode comprar gás de qualquer produtor ou comercializador e não necessariamente da concessionária. Assim, em 2025 o mercado livre de GN floresceu, já atingindo cerca de 30% do volume total de GN comercializado.

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 2025, 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 Termoeará - 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 2025, 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 818 MW médio.

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

		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) Os equipamentos da Usina Termocamaçari, que teve outorga cancelada em 2021, foram devolvidos à Petrobras após o encerramento do contrato de arrendamento.
(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.

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 termoeletricas.

No ano de 2025, a Companhia gerou 818 megawatts médios (MWmed) de energia elétrica para o SIN, um resultado 9% maior que o mesmo período de 2024, esse aumento na geração total de eletricidade ocorreu devido ao crescimento da demanda do sistema associado aos picos de carga.

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 2025, a Companhia contou com 140 clientes e fornecedores, sendo 31 distribuidores, 30 comercializadores, 10 geradores e 69 consumidores livres, comercializando no ACL 725 MWmed e no ACR 710 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 geração e armazenamento de energia renovável, 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.

Em dezembro de 2025, a Petrobras anunciou a assinatura de um acordo para estabelecer uma parceria estratégica no segmento de energias renováveis onshore. Pelo acordo, a Petrobras adquirirá 49,99% das subsidiárias da Lightsource bp no Brasil. A conclusão da transação está sujeita a aprovações regulatórias. A parceria será estruturada como uma *joint venture*, com gestão compartilhada entre Petrobras e Lightsource bp. Por meio dessa iniciativa, a Petrobras dá um passo significativo e estratégico ao ingressar no segmento de geração de energia solar, ampliando sua atuação no mercado de fontes renováveis no Brasil, bem como permite a criação de uma plataforma que pode agregar novos negócios em renováveis, como armazenamento de energia.

Em termos de desenvolvimento tecnológico, se destacam duas iniciativas no segmento de geração renovável: (i) a parceria tecnológica com a WEG, empresa brasileira global de equipamentos eletrônicos, que resultou no desenvolvimento do maior aerogerador do país, com capacidade de 7MW, atualmente já em operação no interior da Bahia em um parque eólico da Statkraft; e (ii) o desenvolvimento da Bóia Remota de Avaliação Eólica Offshore (conhecida como Bravo), um LIDAR flutuante de tecnologia nacional, em parceria com o Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER) do Rio Grande do Norte e Santa Catarina.

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. Em 2025, o requisito de teor de etanol anidro para a gasolina comum vendida no Brasil foi de 27% de janeiro a julho (Portaria MAPA nº 75/2015), tendo sido ampliado para 30% a partir de agosto (Resolução CNPE nº 9/2025). Na gasolina premium o teor de etanol anidro é de 25%.

Todo o diesel vendido para o consumidor final no Brasil possui uma mistura obrigatória de biodiesel. Em 2025, o teor mínimo de mistura obrigatória foi de 14% de janeiro a julho (Resolução CNPE nº 8/2023 e Resolução CNPE nº 6/2025), tendo sido ampliado para 15% a partir de agosto (Resolução CNPE nº 8/2025). 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 21,24 bilhões de litros em 2025, 2,7% inferior ao ano anterior.

Nesse segmento de Biocombustíveis, a Petrobras continua avaliando novas oportunidades para ingressar no segmento de Etanol e Biometano por meio de parcerias com players relevantes. No segmento de Biodiesel a empresa é produtora deste biocombustível 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 2025, a PBIO produziu, por meio de suas unidades próprias, 232,2 mil m³, correspondente a aproximadamente 2,3% 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 Lei do Combustível do Futuro e pela Organização da Aviação Civil Internacional, passando 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 empreendo esforços para a produção de SAF por Coprocessamento em unidades existentes, que requer menor investimento e oferece menor tempo de implantação. Neste sentido, em 2025, a Petrobras realizou na REDUC a primeira produção da América Latina de combustível sustentável de aviação (SAF) com certificação ISCC-CORSIA. O volume produzido abasteceu distribuidoras no Aeroporto Internacional Tom Jobim no Rio de Janeiro.

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).

Ainda, a Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR), que a Petrobras participa com 33,3%, foi a primeira refinaria do mundo a processar 100% de óleo vegetal em uma unidade de FCC, produzindo combustíveis e insumos petroquímicos como o propeno e bioaromáticos (BTX - benzeno, tolueno e xileno) e bio-GLP do Brasil.

A RPR também avança na sua transformação em biorefinaria, com projeto de produção de combustíveis avançados a partir da rota HEFA (Ésteres e Ácidos Graxos Hidroprocessados), que permite a produção de Diesel Verde (HVO), Combustível de Aviação Sustentável (SAF) e Nafta Verde e compreende a instalação de unidades com capacidade de processamento anual de 800 kta de matéria prima renovável (óleos vegetais, gordura animal e UCO).

4. Outros negócios

4.1. Distribuição

Mesmo após 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.

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:** após a venda das operações de distribuição da Petrobras no Chile para a Southern Cross Group, concluída em janeiro de 2017, os ativos Petrobras adquiridos nesse país passaram a ser operados pela subsidiária Esmex, que foi comprada em 2024 pela Saudi Aramco. Em 2025, a Esmex concluiu a substituição completa das marcas e manifestações da Petrobras pelas da Saudi Aramco no segmento de distribuição de combustíveis, conforme acordado entre as partes.
- **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. Esse contrato foi estendido em 2026, passando a vigor até setembro de 2027.

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 2025 a Companhia realizou 156 paradas de manutenção em ativos termelétricos, 41 em ativos de gás natural e 43 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.

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 2025, o Cenpes contava com 1.234 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, 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.

A Companhia considera os riscos de segurança da informação associados a terceiros relevantes em sua gestão de riscos, adotando requisitos e cláusulas contratuais compatíveis com a natureza dos serviços prestados, especialmente nos casos que envolvem o tratamento de informações sensíveis ou dados pessoais.

Em 2025, não foram registrados incidentes de segurança com impactos operacionais ou reputacionais relevantes, demonstrando a eficácia de nosso ecossistema de segurança. 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 2025”, 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 no Brasil em atividades *offshore* de perfuração, completação, *workover* e abandono e para poços *offshore* surgentes em produção.

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 restrições 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 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.

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.

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. Os limites máximos de indenização das apólices de RO e RP, é de US\$ 2,1 bilhões para refinarias e US\$ 2,35 bilhões para plataformas, a depender do valor de reposição do ativo.

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 Companhia mantém apólices separadas de controle de poço nas operações internacionais para cobrir responsabilidades decorrentes de erupção descontrolada de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração. Além disso, tais apólices cobrem reclamações por danos ambientais causados por explosão do poço e eventos semelhantes, bem como custos de limpeza associados, com limites de cobertura entre até US\$70 milhões e US\$350 milhões, 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.

Atualmente, a Companhia mantém cobertura de seguro para incidentes relacionados a cibersegurança apenas nos casos em que venham a provocar danos às propriedades *onshore* e *offshore*, dado o custo e as limitações para obtenção de cobertura adequada nos mercados de seguro e resseguro para uma companhia deste porte. A Companhia continuará a avaliar opções para obtenção de tal cobertura.

Além disso, a Companhia recebe relatórios do setor de seguros que avaliam os riscos operacionais de suas instalações e apresentam recomendações. Atualmente, a Companhia contrata diretamente uma empresa de consultoria para realizar esse programa de inspeção, e os resultados dessas avaliações são compartilhados com o mercado de seguros.

Em geral, as classificações de risco dos ativos estão na média do mercado ou acima dela. Em 2025, foram realizadas pesquisas em 27 unidades onshore e offshore. Com base nessas pesquisas, no ano passado, a Companhia adotou cerca de 139 recomendações que contribuem para a melhoria da segurança e da gestão de riscos associadas à operação das instalações.

- **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.

Com a publicação da Lei Complementar nº 214/2025 (LC 214/25), em 16/01/2025, foram constituídos os novos tributos advindos da Reforma Tributária sobre o Consumo, na forma do art. 156A da Constituição Federal, quais sejam, o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS).

Nos termos do art. 3º da LC 214/25, os novos tributos incidem, dentre outras hipóteses, sobre operações onerosas envolvendo bens materiais, quer na importação, quer na aquisição no mercado nacional. Segundo dispõe o art. 93 da mesma norma, até 31/12/2040, as operações com REPETRO terão o IBS e CBS suspensos, conforme modalidade do regime aplicável.

• ***Mercado global de petróleo e gás***

A média do petróleo Brent foi ligeiramente mais alta no primeiro trimestre de 2025 em comparação com o trimestre anterior, subindo de US\$ 74,7/bbl para US\$ 75,7/bbl no final do trimestre, o que afetou nossos preços realizados de petróleo e produtos.

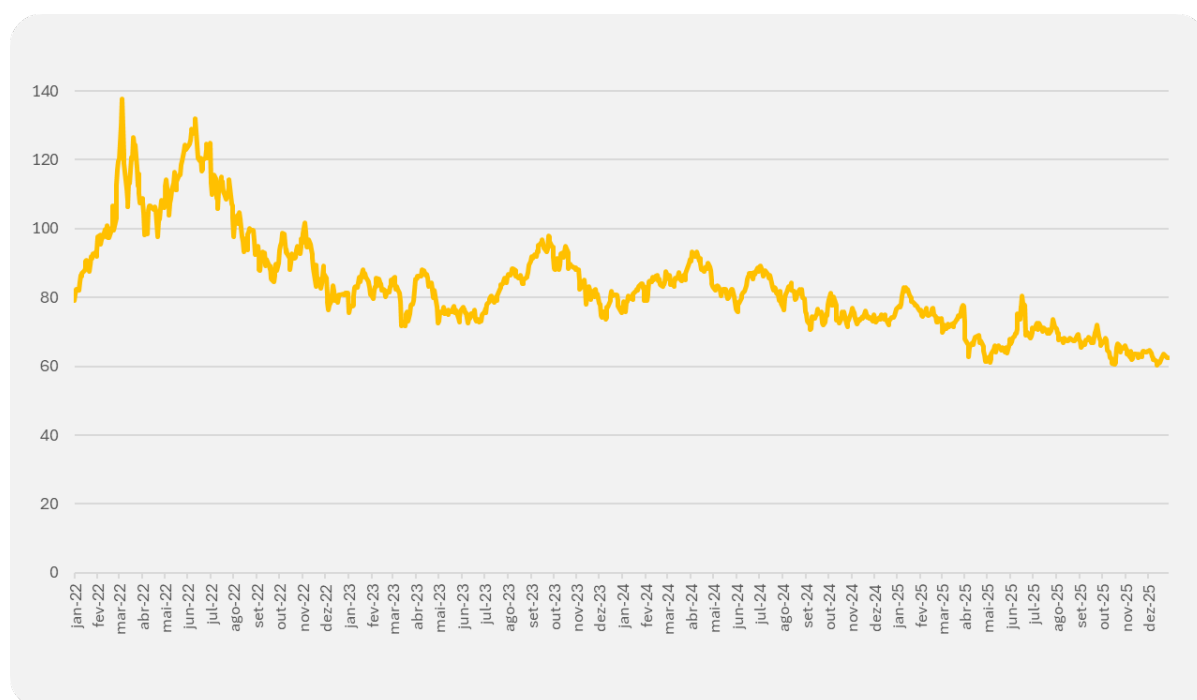
O primeiro trimestre foi marcado por preocupações sobre uma guerra comercial entre os EUA e vários países (Canadá, México e China), após a opinião do novo governo dos EUA de que as relações comerciais históricas eram injustas. Esse impacto de baixa nos preços do petróleo foi reforçado por um anúncio inesperado da OPEP+ de um retorno gradual do fornecimento a partir de abril de 2025. Apesar do impacto negativo de ambos os eventos, os preços do petróleo permaneceram relativamente estáveis, enquanto as tensões contínuas no Oriente Médio e as novas sanções dos EUA contra a Venezuela e o Irã aumentaram os riscos de possíveis interrupções no fornecimento de petróleo. No entanto, o aumento das tensões e qualquer conflito direto ou indireto envolvendo esses países podem resultar em uma instabilidade regional mais ampla, sanções adicionais, volatilidade nos preços da energia e das commodities, interrupções nas rotas de transporte e nas cadeias de suprimentos globais e maior incerteza geopolítica. Esses acontecimentos podem afetar negativamente as condições econômicas globais e, por sua vez, afetar de forma significativa e adversa nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e fluxos de caixa.

No segundo trimestre de 2025, os preços do petróleo caíram significativamente, atingindo sua menor média trimestral desde 2022. A escalada das tensões comerciais - incluindo os anúncios dos EUA de tarifas de importação substanciais sobre países selecionados - aumentou as preocupações sobre uma desaceleração econômica mais ampla. Além disso, a OPEP+ reforçou seu compromisso de restaurar a oferta adicionando 411 Mbpd em junho de 2025, pesando ainda mais sobre os preços do petróleo.

Os preços do petróleo se recuperaram no terceiro trimestre, mas permaneceram abaixo do limite de US\$ 70/bbl. Embora a dinâmica de baixa do trimestre anterior tenha persistido, incluindo as tensões comerciais e os acréscimos de oferta da OPEP+, a escalada dos conflitos na Ucrânia e no Oriente Médio aumentou as preocupações com o risco de oferta e proporcionou algum suporte aos preços.

No quarto trimestre de 2025, os preços do Brent caíram, já que as preocupações do mercado em relação a um possível excesso de oferta de petróleo em 2026 pareciam superar os efeitos dos desenvolvimentos geopolíticos em andamento. Durante o trimestre, os preços foram pressionados por anúncios e expectativas de oferta adicional da OPEP+, pela continuidade das tensões comerciais entre as principais economias e por relatos de uma diminuição de certos prêmios de risco geopolítico após o cessar-fogo e o engajamento diplomático renovado relacionados aos conflitos em andamento. No final do trimestre, medidas adicionais de sanções dos EUA que afetaram determinados exportadores de petróleo contribuíram para uma recuperação parcial dos preços. No entanto, os preços permaneceram limitados pela incerteza macroeconômica persistente e pelas preocupações contínuas em relação ao equilíbrio entre oferta e demanda no início de 2026.

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



Fonte: Bloomberg, 2025

Os preços do petróleo bruto Brent aumentaram drasticamente de US\$ 62,6/bbl em 31 de dezembro de 2025 para aproximadamente US\$ 102,9/bbl em 9 de março de 2026 (Brent dated), em meio ao aumento da instabilidade geopolítica no Oriente Médio e aos riscos de uma nova escalada. Esses acontecimentos podem continuar a afetar negativamente a economia global e podem contribuir para a volatilidade e as interrupções contínuas no mercado global de petróleo bruto.

Os preços do gás natural em 2025 geralmente excederam os níveis de 2024, com os aumentos mais acentuados ocorrendo na Europa. Os preços do gás na Europa subiram à medida que os níveis de estoque caíram significativamente abaixo das médias históricas, impulsionados pela alta demanda durante a temporada de inverno anterior. As temperaturas mais frias do que a média, combinadas com a redução da geração de energia eólica, aumentaram a dependência da geração de eletricidade a gás.

Os preços do gás natural liquefeito (GNL) na Ásia aumentaram modestamente em 2025 em comparação com 2024. Esse aumento foi impulsionado principalmente pela maior demanda europeia, que desviou os carregamentos de GNL da Ásia e restringiu o fornecimento regional. As tensões geopolíticas que afetam as principais rotas de fornecimento contribuíram ainda mais para a volatilidade dos preços. Como resultado, os compradores asiáticos sensíveis ao preço, incluindo a China e a Índia, reduziram suas compras no mercado spot. O crescimento econômico moderado na região compensou parcialmente a pressão de alta nos preços do GNL.

Nos Estados Unidos, os preços spot do Henry Hub subiram substancialmente em 2025, impulsionados principalmente pelo aumento da demanda de gás de alimentação de GNL das instalações de exportação e pelas restrições temporárias de produção resultantes de eventos climáticos extremos, incluindo congelamentos.

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 os óleos 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, incluindo as obrigações de natureza trabalhista, em que exigimos mensalmente o envio da documentação necessária para comprovação do adimplemento das obrigações trabalhistas, previdenciárias e de recolhimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS). O descumprimento dessas normas e obrigações contratuais é passível de sanções administrativas. 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>), que pode resultar desde a aplicação de multas e outras penalidades previstas nos contratos, até a instauração de Comissão para Análise e Aplicação de Sanções (CAASE), em cumprimento aos artigos 83 e 84 da lei nº 13.303/16. É possível instaurar a CAASE em casos de não conformidades trabalhistas, previdenciárias ou de SMS, abandono de contrato, desistência imotivada de processo licitatório, descumprimento do Guia de Conduta Ética para Fornecedores, dentre outras condutas consideradas graves.

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 Companhia 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 públicos da Companhia, viabilizando o acesso prático e personalizado às informações de contratos e licitações, bem como auxiliando 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.

Além disso, a fim de mitigar os riscos de conformidade inerentes ao descumprimento de obrigações relacionadas a direitos humanos, fraude e corrupção relacionados ao processo de contratação, a Companhia realiza Due Diligence de Integridade (DDI) em seus fornecedores. O resultado da DDI é expresso pelo Grau de Risco de Integridade (GRI) nas categorias baixo, médio e alto. As empresas classificadas com GRI alto não podem participar de procedimentos de contratação com a Petrobras, salvo exceções previstas em normas internas da companhia. Em 2025, foram avaliados 2.787 fornecedores.

Reforçando o seu compromisso com direitos humanos, em outubro de 2023, os temas de direitos humanos e proteção de dados pessoais foram incorporados ao questionário de DDI, fortalecendo a atuação preventiva e a gestão de riscos na cadeia de fornecedores.

Desde novembro de 2024, os contratos com fornecedores incluem uma Cláusula de Direitos Humanos com exigências relacionadas à promoção da diversidade e inclusão, à proibição de preconceito, discriminação, assédio, exploração sexual, trabalho infantil e trabalho análogo à escravidão, entre outros riscos de violações de direitos

humanos. Essas exigências, que também se estendem aos subcontratados por meio de itens específicos, têm o objetivo de garantir maior efetividade dos compromissos expressos no Guia de Conduta Ética para Fornecedores.

Essas ações reforçam o compromisso com tratados e convenções internacionais ratificados pelo Brasil, como a Carta Internacional dos Direitos Humanos, os Princípios Orientadores sobre Direitos Humanos e Empresas da ONU, a Declaração da Organização Internacional do Trabalho (OIT) sobre os Princípios e Direitos Fundamentais no Trabalho e as diretrizes do IPIECA.

Além disso, no ano de 2025, 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; (ii) Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa; e (iii) Relatório de Sustentabilidade.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

A Companhia realiza monitoramento constante do 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 habilitados, seja por necessidade de desenvolvimento tecnológico, restrições de capacidade financeira ou produtiva. Para isso, conta com uma estrutura especializada para a análise de riscos de mercado, aliada à atuação estratégica dos Gestores de Categoria com foco na mitigação de possíveis riscos.

A Petrobras observa desafios em categorias críticas, com prazos longos de fabricação e alta concentração de fornecedores, como equipamentos submarinos, turbomáquinas e componentes de perfuração. Em resposta a esses desafios, a Companhia tem realizado eventos e buscado cada vez mais aproximação com o mercado fornecedor, reforçando nossos direcionadores para a cadeia de suprimentos, como escuta ativa, engajamento antecipado para discussões sobre planejamento das contratações e especificações técnicas, fortalecimento da base local de fornecedores e prontidão para atendimento aos nossos projetos e operações.

Já foi possível observar resultados positivos da adoção dessas iniciativas, como o aumento de competitividade em processos licitatórios de itens críticos. Exemplo disso está na competitividade obtida nos processos licitatórios recentes de EPCI Submarino, FPSO de SEAP I e II, EPCs do Complexo Boaventura e UFN-III.

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, além de outras variáveis de mercado (como questões logísticas, impactos geopolíticos, gargalos de produção, dentre outros) de modo a possibilitar a adoção de medidas de mitigação aos riscos inerentes ao seu mercado de atuação. Adicionalmente, a Petrobras mantém uma estrutura especializada para a análise de riscos, voltada ao acompanhamento de condições de mercado e fatores que influenciam a volatilidade de preços.

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 2025, receitas provenientes de dois clientes representaram 14% 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.

Em julho de 2025, foi promulgada a Lei nº 15.164/2025, que introduziu o Capítulo VI-A à Lei nº 12.351/2010, possibilitando à União realizar a alienação de seus direitos e obrigações decorrentes de acordos de individualização da produção em áreas não concedidas ou não partilhadas no pré-sal e em áreas estratégicas, mediante licitação na modalidade leilão.

A Lei estabelece que caberá à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) elaborar o edital e conduzir o leilão, sendo o critério de julgamento o de maior lance ofertado. O vencedor sub-roga-se nos direitos e obrigações da União nos acordos de individualização de produção e contratos complementares, assumindo posição equivalente aos demais não operadores das áreas adjacentes, respeitadas as participações definidas nos respectivos acordos. As prerrogativas exclusivas da PPSA enquanto representante da União não são transferidas.

O regime não se confunde com concessão, partilha ou cessão onerosa, estando sujeito ao pagamento de royalties de 15% sobre a produção, sem incidência de participação especial ou taxa de ocupação de área. Em dezembro de 2025, foi realizado o Primeiro Leilão de Alienação de Direitos e Obrigações em Acordos de Individualização da Produção, ofertando as áreas não contratadas das jazidas compartilhadas de Mero, Tupi e Atapu.

A Petrobras, em consórcio com Shell Brasil Petróleo Ltda., arrematou as áreas não contratadas de Mero e Atapu, com investimento total de R\$ 6,97 bilhões, consolidando sua posição nesses dois dos maiores campos produtores do pré-sal brasileiro.

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, alterada pelas Resoluções ANTAQ nº 99/2023 e nº 104/2023, 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 ANTAQ Nº 127/2025 que regulamenta a exploração de áreas e instalações portuárias delimitadas pela poligonal do porto organizado e que revogou a Resolução Normativa da ANTAQ nº 7/2016; 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 taquiditrita 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.

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.

A partir de 2023, a ANP avançou na edição de normas relacionadas ao processo de abertura do mercado de gás natural. Em novembro de 2023, a ANP publicou a Resolução ANP nº 961/2023, com revisão específica das Resoluções ANP nº 51/2013 e nº 11/2016, que regulam, respectivamente, a atividade de carregamento e o serviço de transporte de gás natural, com o objetivo de adequar e simplificar o processo de oferta e contratação de capacidade firme de transporte em conformidade com o novo marco legal do gás natural. No ano de 2024, foram 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, decorrente de discussões no âmbito do Programa Gás para Empregar, que alterou disposições do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, apresentando importantes mudanças no setor de gás natural no Brasil.

Em janeiro de 2026, a ANP publicou a Resolução ANP nº 991/2026, que estabelece o regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural e aos serviços de transporte oferecidos sob o modelo de entrada e saída para o transporte de gás natural, revogando a Resolução ANP nº 15/2014.

Apesar da importância da publicação da Nova Lei do Gás e da regulamentação de importantes aspectos dessa lei pela ANP, ainda se espera a atuação da agência em temas relevantes, com o objetivo de implementar as medidas necessárias para concretizar grande parte das alterações trazidas pela citada norma.

Cumpra 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.

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 i) institui 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 de Incentivos para Biometano; ii) altera os limites máximos e mínimos para a mistura de etanol anidro na gasolina C comercializada ao consumidor final e a mistura de biodiesel no diesel comercializado ao consumidor final; iii) prevê a regulamentação e fiscalização das atividades de captura e estocagem geológica de dióxido de carbono e de 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 Etiquetagem Veicular (“PBEV”) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (“Proconve”). No entanto, alguns tópicos disciplinados pela Lei nº 14.993/2024 ainda dependem de regulamentação para sua efetiva aplicação.

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 nº 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.

Atividades envolvendo energias renováveis e mercado de carbono

No que tange às atividades envolvendo energias renováveis e mercado de carbono, cumpre destacar que, em agosto de 2024, foi publicada a Lei nº 14.948, instituindo o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono.

Em 8 de outubro de 2024, foi publicada a Lei nº 14.993 (“Lei Combustível do Futuro”), já mencionada acima.

Em 12 de dezembro de 2024, foi publicada a Lei nº 15.042, instituindo o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (“SBCE”), que se trata de um ambiente regulado submetido ao regime de limitação das emissões de gases de efeito estufa (“GEE”) e de comercialização de ativos representativos de emissão, redução de emissão ou remoção de GEE no País, tendo por finalidade dar cumprimento à Política Nacional sobre Mudanças do Clima e aos compromissos assumidos no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima, por meio da definição de compromissos ambientais e disciplina financeira para a negociação de ativos.

Em 10 de janeiro de 2025, foi sancionada a Lei nº 15.097, que dispõe sobre o aproveitamento do potencial energético *offshore* e sobre a utilização de bens da União para a geração de energia elétrica a partir de empreendimentos *offshore*.

Em 25 de novembro de 2025, foi publicada a Lei nº 15.269 que, entre outras disposições, estabelece as diretrizes para a regulamentação das atividades de armazenamento de energia elétrica e cria incentivos para sistemas de armazenamento de energia em baterias.

Destaca-se que alguns aspectos das citadas normas ainda dependem de regulamentação pelos entes competentes.

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 locacionais 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) e bases avançadas (BAVs), localizados em vários pontos do território nacional, embarcações do tipo OSRV - *Oil Spill Recovery Vessel*, que atuam como recursos do Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica das Bacias (PEVO), além dos Centros de Resposta a Emergência da Transpetro (CRE). A Companhia é associada da *Oil Spill Response Limited* (OSRL), organização com atuação em escala global especializada em prover e complementar recursos humanos e materiais para a resposta eficaz a vazamentos de petróleo. Além disso, a Companhia faz parte da ARPEL (Associação de Empresas de Petróleo, Gás e Energias Renováveis da América Latina e Caribe), com o objetivo de 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 2025, realizou 17 simulados completos, que abrangem as tipologias de simulados de comunicação, mesa (*Table Top*), campo, com cenários de maior complexidade. Além disso, suas unidades e instalações executaram cerca de 6 mil exercícios operacionais no último ano. Atualmente, os mais de 43 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, conseqüentemente, 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 creditações 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 nº 382/2006 e Resolução CONAMA nº 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 nº 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 com base na 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 o próprio Comitê entendam pertinentes, objetivando conferir maior eficiência e qualidade às 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 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 2025, a Petrobras depositou 184 pedidos de patentes no Brasil e 178 no exterior, totalizando 362 depósitos de patentes, superando, pelo quinto ano consecutivo, o recorde de depósitos de pedidos de patentes no Brasil em um único ano.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia contava com um total de 747 patentes ativas no Brasil e 701 patentes ativas no exterior, além de 799 pedidos de patentes no Brasil e 891 pedidos de patentes no exterior, somando 1690 pedidos de patentes em 2025.

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 2.122 marcas depositadas/concedidas no Brasil e no exterior; sendo 417 processos nacionais e 1.705 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 2025, 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. O advocacy da Companhia pode ocorrer por meio de associações setoriais nacionais e internacionais relacionadas à cadeia da indústria de óleo e gás, não sendo a participação da Petrobras em entidades externas destinada somente a contribuir para o debate sobre políticas públicas. Dentre os valores pagos não é possível indicar qual a parcela foi destinada para atividade de advocacy. Ao participar dessas associações, a Petrobras também pode ter por finalidade promover o 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 possui normas e padrões específicos para orientar o relacionamento com agentes públicos.

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

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025		
País sede do Emissor	Soma de Receita Líquida (R\$)	Participação (%)
Brasil	351.415.000.000	70,63

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

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025		
Países Estrangeiros	Soma de Receita Líquida (R\$)	Participação (%)
China	53.430.000.000	10,74
Américas (exceto Estados Unidos da América)	20.061.000.000	4,03
Europa	20.528.000.000	4,13
Ásia (exceto China e Singapura)	24.202.000.000	4,86
Estados Unidos da América	10.886.000.000	2,19
Singapura	14.707.000.000	2,96
Outros	2.320.000.000	0,47

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 71% da receita total), enquanto as receitas provenientes dos países estrangeiros (aproximadamente 29% 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 10,74%, Singapura, com 2,96% e os Estados Unidos, com 2,19%, 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 2025.

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 Mudanças Climáticas e Transição Energética
- (iii) Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa
- (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 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.

Para a elaboração do Caderno de Mudanças Climáticas e Transição Energética, 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 asseguuração limitada das informações do Relatório de Sustentabilidade.

O Caderno de Mudanças Climáticas e Transição Energética 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.

A Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa não é auditada ou revisada por entidade independente.

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 Mudanças Climáticas e Transição Energética: _

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

Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa:

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

Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa:

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

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

Anualmente, são revisados os temas de sustentabilidade mais relevantes para a Petrobras e a sociedade. O processo de análise de temas materiais baseia-se na perspectiva de impactos reais e potenciais, positivos e negativos, sobre as pessoas e o meio ambiente, incluindo questões relacionadas a direitos humanos, bem como de riscos e oportunidades que possam afetar a companhia. Em 2025, o processo de revisão da materialidade teve como referências 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, o padrão da Sustainability Accounting Standards Board (SASB), o Guia para Relatórios de Sustentabilidade da Indústria de Óleo e Gás da International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (Ipieca) e, de forma complementar, o princípio da dupla materialidade conforme as European Sustainability Reporting Standards (ESRS).

Essa abordagem de dupla materialidade considera tanto os impactos que a Petrobras causa no ambiente e na sociedade quanto os efeitos que questões de sustentabilidade podem exercer sobre seus resultados. Esse método fortalece a transparência e permite que investidores, sociedade civil, órgãos reguladores e clientes compreendam como gerenciamos os principais desafios e oportunidades relacionados à sustentabilidade.

Após a revisão, a Companhia chegou aos seguintes temas materiais, tal qual no ano anterior:

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

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

Principais Métricas de Sustentabilidade⁽¹⁾ (Consolidado)

Indicador	Realização 2025	Compromisso, Meta ou Limite Máximo Admissível (LMA) para 2025	Desempenho 2025	Compromisso, Meta ou LMA para 2026
Fatalidades	3	LMA: Zero	Realização acima da ambição de zero fatalidades	Ambição: Zero
TAR	0,71	LMA <0,70	Realização 1,4% acima do Limite de Alerta projetado para o ano	< 0,70
VAZO ⁽²⁾	3,0 m ³	Ambição: Zero LMA: 108 m ³	Realização inferior ao volume vazado em 2024 (17,1 m ³) e 97% inferior ao limite de alerta estipulado para 2024	Ambição: Zero LMA: 98 m ³
IGEE ⁽³⁾ E&P	14,7 kgCO ₂ e/boe	15 kgCO ₂ e/boe	Realização 2% inferior à meta de intensidade de emissões estipulada para 2025	NA ⁽⁴⁾
IGEE ⁽³⁾ Refino	36,7 kgCO ₂ e/CWT	36 kgCO ₂ e/CWT	Realização 1,9% acima da meta de intensidade de emissões estipulada para 2025	NA ⁽⁴⁾

(1) Dados de fatalidades e TAR (Taxa de Acidentados por milhão de homens-hora) incluem a Petrobras controladora, Petrobras Bolívia S.A. (PEB), Petrobras International Braspetro B.V. - Sucursal Colombia (PIB-COL), Transpetro, PECOCO, Termomacaé, Termobahia, PB-LOG e POSA. 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 operação da Companhia (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. O volume vazado em 2024 foi revisado de 14,4 m³ para 17,1 m³ devido a atualização da estimativa de volume vazado em evento associado com incidente na Bacia de Santos, baseado nas conclusões da investigação do acidente. Não foi identificado impactos ambientais significativos em áreas sensíveis.

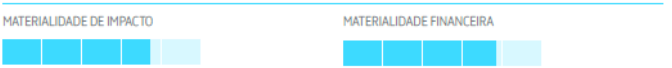
(3) Intensidade de emissões de Gases de Efeito Estufa.

(4) Compromisso com meta apenas para 2030.

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.

f. se o relatório ou documento considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas e quais são os ODS materiais para o negócio do emissor

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

POSICIONAMENTO ASG CUIDAR DAS PESSOAS TEMA MATERIAL  Segurança, saúde e bem-estar do trabalhador MOVIMENTAÇÃO EM RELAÇÃO A 2024  8 POSIÇÕES Abordagem da companhia para obter condições de trabalho seguras e saudáveis. Inclui esforços para prevenir danos físicos e mentais aos trabalhadores e promover saúde, evitando impactos negativos como fatalidades, lesões e doenças ocupacionais, inclusive aquelas decorrentes do contato com produtos perigosos. MATERIALIDADE DE IMPACTO MATERIALIDADE FINANCEIRA  ODS 	POSICIONAMENTO ASG REDUZIR A PEGADA DE CARBONO TEMA MATERIAL  Resiliência climática, emissões de GEE e outros gases MOVIMENTAÇÃO EM RELAÇÃO A 2024  1 POSIÇÃO Abrange as consequências relacionadas aos pagamentos de tributos, royalties, salários e fornecedores, distribuição de dividendos, bem como seus efeitos em nível local, nacional e global. Inclui impactos como o efeito multiplicador na economia, transformações sociais e melhorias em infraestrutura decorrentes desses pagamentos. Considera também os reflexos nos negócios, no mercado e na cadeia de valor, resultantes da vulnerabilidade aos preços das commodities, variações na produção e demanda, políticas de preços adotadas, além de investimentos e desinvestimentos em empresas e ativos. Engloba aspectos de abordagem tributária, conformidade fiscal e prestação de contas dos pagamentos aos governos. Destaca a responsabilidade e atenção com a cadeia de suprimentos, especialmente ações voltadas a pequenos fornecedores e à expansão de fornecedores locais. Contempla ainda o papel no desenvolvimento do setor industrial, na promoção de inovações técnicas e no potencial de geração de efeitos em cadeia. MATERIALIDADE DE IMPACTO MATERIALIDADE FINANCEIRA  ODS 
POSICIONAMENTO ASG PROTEGER O MEIO AMBIENTE TEMA MATERIAL  Prevenção e gestão de acidentes de processo MOVIMENTAÇÃO EM RELAÇÃO A 2024  5 POSIÇÕES Abrange o conjunto de estratégias, planos e práticas de gestão adotadas pela empresa para promover a operação segura dos ativos e das atividades logísticas. Inclui manutenção da prontidão dos sistemas de resposta a emergências, visando mitigar impactos sobre a vida humana, o meio ambiente, a infraestrutura e a reputação. Enfatiza a prevenção proativa e a capacidade de atuação integrada com poder público, parceiros, comunidade e demais atores em situações de emergência, como ações para conter vazamentos no mar e evitar o toque de costa, ou impactos em áreas sensíveis. Considera também os riscos de segurança corporativa decorrentes de interferências intencionais de terceiros em dutos e áreas próximas, especialmente práticas ilícitas como derivações clandestinas de petróleo e derivados. MATERIALIDADE DE IMPACTO MATERIALIDADE FINANCEIRA  ODS 	POSICIONAMENTO ASG REDUZIR A PEGADA DE CARBONO TEMA MATERIAL  Resiliência climática, emissões de GEE e outros gases MOVIMENTAÇÃO EM RELAÇÃO A 2024  1 POSIÇÃO Considera a abordagem da empresa diante dos riscos e oportunidades relacionados às mudanças climáticas, à economia de baixo carbono e à transição energética justa, incluindo a gestão de emissões atmosféricas e seus impactos nos ecossistemas, na saúde das pessoas e no bem-estar das comunidades locais. Abrange planos e ações voltados para mitigar emissões e gerar impactos positivos, contemplando: gestão de emissões diretas e indiretas de gases de efeito estufa (GEE) – Escopos 1, 2 e 3; desenvolvimento tecnológico e inovação para reduzir a intensidade das emissões e oferecer produtos com menor emissão de GEE, atendendo a legislações e mercados mais restritivos; implementação de novos negócios em baixo carbono ampliando a oferta e o acesso à energia de menor emissão, com atenção para minimizar os impactos sociais da transição e evitar aumento da desigualdade social; adaptação e resiliência dos ativos e das comunidades frente a eventos climáticos extremos; preservação e restauração de ecossistemas, por meio da aquisição de créditos de carbono e projetos de soluções baseadas na natureza (SBN). MATERIALIDADE DE IMPACTO MATERIALIDADE FINANCEIRA  ODS 

POSICIONAMENTO ASG ATUAR COM INTEGRIDADE

TEMA MATERIAL



Integridade nos negócios

MOVIMENTAÇÃO
EM RELAÇÃO
A 2024



1 POSIÇÃO

Mecanismos de governança e compliance, focando na promoção da ética, na manutenção de um ambiente de trabalho equilibrado e justo, na transparência dos processos decisórios e na política de indicação de conselheiros e diretores. Inclui ações para prevenir, identificar e corrigir desvios de conduta e atos prejudiciais à companhia, como fraude, corrupção, tráfico de influência, lavagem de dinheiro, sanções comerciais e conflito de interesses. Esses riscos podem impactar a reputação da empresa, a força de trabalho, investidores e cadeia de valor. Também considera aspectos como concorrência desleal, gestão das contratações/licitações e a transparência das informações relacionadas, bem como os riscos associados a sistemas frágeis, controles ineficazes ou supervisão inadequada. Destacam-se ainda os impactos positivos da transparência e comunicação com públicos de interesse, além dos benefícios gerados por práticas empresariais responsáveis e pelo comprometimento com a integridade em toda cadeia de valor. Contempla os impactos éticos da adoção da inteligência artificial e das novas tecnologias, além da gestão e segurança da informação, incluindo impactos negativos relativos a vazamento de dados.

MATERIALIDADE DE IMPACTO



MATERIALIDADE FINANCEIRA



ODS



POSICIONAMENTO ASG ATUAR COM INTEGRIDADE

TEMA MATERIAL



Engajamento em políticas públicas, advocacy e apoio financeiro

MOVIMENTAÇÃO
EM RELAÇÃO
A 2024



4 POSIÇÕES

Abrange a contribuição para o desenvolvimento de políticas públicas que promovam segurança energética, proteção ambiental e bem-estar social. Inclui ações de advocacy e os impactos sobre subsídios, legislações e regulamentações, bem como o engajamento com partes interessadas para fomentar uma abordagem mais abrangente e sustentável para o setor de óleo e gás. Compreende também investimentos em pesquisa, inovação e tecnologia voltados para soluções ambientalmente eficientes e socialmente justas, além do relacionamento com entidades e associações que atuam na mitigação das emissões de GEE.

MATERIALIDADE DE IMPACTO



MATERIALIDADE FINANCEIRA



ODS



POSICIONAMENTO ASG CUIDAR DAS PESSOAS

TEMA MATERIAL



Práticas trabalhistas e igualdade de oportunidades

MOVIMENTAÇÃO
EM RELAÇÃO
A 2024



3 POSIÇÕES

Abrange oportunidades de emprego e impactos positivos nos trabalhadores decorrentes das práticas empregatícias adotadas, incluindo impactos sobre trabalhadores da cadeia de fornecedores. Inclui impactos nos empregados, suas carreiras e seu desenvolvimento, bem como sobre a ambiência organizacional, em função do nível de transparência na comunicação e do estabelecimento de diálogo, especialmente nos processos de avanço de carreira. Observa políticas e práticas da empresa relativas à promoção da não discriminação, diversidade, equidade, inclusão e igualdade de oportunidades, incluindo diversidade na alta administração. Abrange liberdade sindical e negociação coletiva, assédio sexual, assédio moral e discriminação, além da forma como a empresa aborda essas questões. À luz do teletrabalho, incluem-se os impactos sociais e ambientais sobre os trabalhadores, áreas do entorno dos prédios administrativos e relacionados ao deslocamento. Compreende prevenção ao trabalho forçado e à escravidão moderna, especialmente na cadeia de suprimentos. Treinamento e qualificação da força de trabalho, incluindo temáticas como direitos humanos e transição energética justa. Contratação de mão de obra por processo seletivo público com foco em diversidade.

MATERIALIDADE DE IMPACTO



MATERIALIDADE FINANCEIRA



ODS



POSICIONAMENTO ASG CUIDAR DAS PESSOAS

TEMA MATERIAL



Comunidades locais e tradicionais

MOVIMENTAÇÃO
EM RELAÇÃO
A 2024



6 POSIÇÕES

Abrange iniciativas voltadas para o desenvolvimento econômico e social das comunidades localizadas na área de abrangência das operações. Considera impactos negativos decorrentes das atividades operacionais dos processos de investimento e desinvestimento, como dependência econômica da empresa, perturbações sociais e risco de violações de direitos humanos, incluindo aqueles relacionados à cadeia de suprimentos e à atuação de forças de segurança. Inclui impactos diretos e indiretos, 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. Envolve o respeito ao direito à autodeterminação dos povos indígenas e comunidades tradicionais, à integridade de seus territórios, ao uso e manejo da terra e dos recursos naturais, bem como às suas formas de organização social e princípios culturais. Considera impactos positivos, como segurança e proteção às comunidades locais por meio do diálogo entre as comunidades e forças de segurança pública. Inclui ainda a sistematização do processo de devida diligência em direitos humanos, garantindo respeito ao direito à terra em processos de reassentamento, aos direitos das comunidades, aos recursos naturais e na instalação de novos empreendimentos e operações. Impactos positivos decorrentes de ações de voluntariado e de educação ambiental.

MATERIALIDADE DE IMPACTO



MATERIALIDADE FINANCEIRA



ODS



POSICIONAMENTO ASG PROTEGER O MEIO AMBIENTE

TEMA MATERIAL



Gestão de resíduos e descomissionamento sustentável

MOVIMENTAÇÃO EM RELAÇÃO A 2024



2 POSIÇÕES

Abrange medidas para o gerenciamento adequado dos resíduos sólidos em todo ciclo de vida dos nossos negócios. Incluimos práticas de economia circular que buscam prevenir a geração, redução, reutilização, reciclagem e tratamento dos resíduos perigosos e não perigosos, além de realizar a disposição ambientalmente adequada dos rejeitos. Buscamos valorizar materiais e recursos, evitando ou mitigando eventuais impactos ao meio ambiente e à saúde humana. Contempla o processo de descomissionamento, que envolve a desmontagem, transporte e destinação sustentável de equipamentos, estruturas e resíduos. Consideramos riscos e oportunidades no planejamento e execução de estudos e projetos, visando à sustentabilidade, proteção do meio ambiente, segurança e cuidado com as pessoas, além da recuperação de áreas contaminadas.

MATERIALIDADE DE IMPACTO



MATERIALIDADE FINANCEIRA



ODS



POSICIONAMENTO ASG PROTEGER O MEIO AMBIENTE

TEMA MATERIAL



Biodiversidade

MOVIMENTAÇÃO EM RELAÇÃO A 2024



5 POSIÇÕES

Consiste na gestão de riscos e impactos à biodiversidade, visando evitar e minimizar impactos negativos, como alteração da qualidade do ar, solo e água e a perda de espécies de fauna e flora. Quando não for possível evitar integralmente os impactos, atuamos para recuperar e/ou compensar os impactos residuais, seguindo a hierarquia da mitigação ao longo do ciclo de vida dos empreendimentos. Inclui programas e projetos de proteção e restauração ambiental que contribuem para a conservação e melhoria da biodiversidade e dos serviços ecossistêmicos, especialmente em áreas de alto valor de biodiversidade em ambientes terrestres e, principalmente, oceânicos, dada a intensidade de nossas atividades nesse bioma. Abrange também impactos positivos decorrentes da produção de dados ambientais gerados por programas de monitoramento ambiental. Considera, ainda, a gestão ambiental em novas fronteiras de produção em ambientes ecologicamente sensíveis. Aumento ou favorecimento da dispersão de espécies exóticas e invasoras por meio de incrustação em ambiente aquático.

MATERIALIDADE DE IMPACTO



MATERIALIDADE FINANCEIRA



ODS



POSICIONAMENTO ASG PROTEGER O MEIO AMBIENTE

TEMA MATERIAL



Água e efluentes

MOVIMENTAÇÃO EM RELAÇÃO A 2024



POSIÇÃO

Considera a variação 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 Mudanças Climáticas e Transição Energética a 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>) para os escopos 1, 2 e 3.

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 inventaria 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 atuação da Petrobras orientada à execução de políticas públicas e 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 no país. As usinas integrantes desse Programa, desde que tivessem entrado em efetiva operação comercial até 31 de dezembro de 2004, faziam 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 último contrato vigente no âmbito do programa encerrou-se em 08/12/2024. Em 2025, devido à variação cambial, houve o ajuste referente aos últimos meses de 2024, o que gerou um impacto negativo no resultado de R\$ 1,5 milhões.

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.

Não houve valores aplicados ao CONPET pela Petrobras em 2025.

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/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>.

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

Em 15 de maio de 2023, a Diretoria Executiva aprovou a estratégia comercial para definição de preços de gasolina e óleos 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.

Destaca-se que os preços de venda no mercado interno da gasolina, dos óleos Diesel e dos demais derivados (GLP, OC, Nafta, QAV, entre outros), seguem a Diretriz de Formação de preços de Derivados de Petróleo e Gás Natural aprovada pelo Conselho de Administração em 27 de julho de 2022, pela qual deve-se buscar geração de valor para a companhia de forma sustentável, através da prática de preços competitivos e em equilíbrio com os mercados nacional e internacional.

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 2025 aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia.

Eventual constituição, aquisição ou alienação de participação societária, ver item 2.4.b deste FRE.

A Petrobras realiza uma gestão ativa de portfólio que visa atender os seus direcionadores estratégicos, conforme definido no seu Plano de Negócios 2026-30 (PN 2026-30).

Nesse contexto, até 13 de maio de 2026, a Companhia divulgou os seguintes projetos:

- Em 4 de agosto de 2025, concluiu a transferência de toda a sua participação nos campos de Cherne e Bagre, localizados em águas rasas na bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro.
- Em 16 de dezembro de 2025, assinou um acordo para formar uma parceria estratégica no segmento de energia renovável *onshore* por meio da aquisição de 49,99% das subsidiárias da Lightsource bp no Brasil. A parceria será estruturada como uma joint venture, com gerenciamento compartilhado entre a Petrobras e a Lightsource bp. Em 22 de janeiro de 2026, o CADE aprovou a joint venture sem restrições. O fechamento do negócio está sujeito às condições definidas no contrato.
- Em 09 de abril de 2026, assinou com a Petronas Petróleo Brasil Ltda. os contratos para aquisição das participações de 50% dos campos de Tartaruga Verde e Espadarte - Módulo III, localizados na Bacia de Campos. Após a conclusão da operação, a Petrobras voltará a deter 100% de participação nos ativos, mantendo-se como operadora. A conclusão da operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes previstas no contrato de compra e venda, incluindo a aprovação pela ANP.
- Em 27 de abril de 2026, celebrou acordo para a aquisição de 100% de uma porção do ring-fence do Campo de Argonauta (Concessão BC-10), detida pelas empresas Shell (Shell Brasil Petróleo Ltda.), ONGC (ONGC Campos Ltda.) e Brava (Enauta Petróleo e Gás Ltda.), ampliando sua atuação na Bacia de Campos. A porção adquirida detém 0,86% da jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte (“Jazida Compartilhada de Jubarte”), relacionada ao Acordo de Individualização da Produção (“AIP”) vigente desde 1º de agosto de 2025. Após a conclusão da operação, a Petrobras passará a deter 98,11% de participação na Jazida Compartilhada de Jubarte, enquanto a União, representada pela Pré-Sal Petróleo S.A. (“PPSA”), manterá sua participação de 1,89% referente à extensão da jazida para áreas não contratadas. A conclusão da operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes previstas no contrato de compra e venda, incluindo a aprovação pela ANP e pelo CADE.

Para informações sobre o Plano Estratégico 2050 (PE 2050) e o PN 2026-30 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

No exercício de 2025, destaca-se a transferência da PB-LOG para a Transpetro via incorporação de ações com consequente aumento de capital da Transpetro, ambas empresas subsidiárias integrais da Petrobras.

Mais informações são encontradas na nota explicativa 29 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro 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

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

Em 27 de novembro de 2025, o Conselho de Administração (CA) da Petrobras aprovou o Plano de Negócios 2026-2030 (PN 2026-30). Durante o processo de elaboração do Plano, o CA participou das discussões com as áreas técnicas e a Diretoria Executiva, levando à conclusão e aprovação do documento final.

No PN 2026-30, a Petrobras mantém as estratégias definidas no Plano Estratégico 2050 (PE 2050) e reafirma sua visão de ser a melhor empresa diversificada e integrada de energia na geração de valor, construindo um mundo mais sustentável, conciliando o foco em óleo e gás com a diversificação em negócios de baixo carbono (inclusive produtos petroquímicos, fertilizantes e biocombustíveis), sustentabilidade, segurança, respeito ao meio ambiente e atenção total às pessoas.

Além disso, vale destacar que o PN 2026-30 reforça o compromisso de crescimento com geração de valor e com a sustentabilidade financeira da companhia, por meio da disciplina de capital, eficiência operacional, otimização de gastos operacionais e limites orçamentários para investimentos, além da adoção de critérios mais restritivos na governança de aprovação de projetos.

Para mais informações sobre o Plano de Negócios 2026-2030 consultar o item 2.10 deste Formulário de Referência.

1. Ajuste Organizacional

Ao longo de 2025⁴ a Companhia sofreu mudanças pontuais 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 a criação da Corregedoria-Geral da Petrobras, a partir da fusão das unidades de Integridade Corporativa (INC) e Responsabilização Disciplinar (RD), além de ajustes organizacionais nas unidades de Fusões e Aquisições e de Estratégia e Planejamento, com a mudança de nome da primeira para unidade de Desenvolvimento de Negócios (DN), bem como mudanças na Área de Assuntos Corporativos, com a absorção das atividades da unidade de Transformação Digital (TD) pelas unidades de Tecnologia da Informação e Telecomunicações (TIC) e de Recursos Humanos (RH).

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.

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

Em 2025, 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 2020⁽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
2020	Santos	Atapu	Petrobras 70	150.000	6	2.300	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-sal	FPSO
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	Pré-sal	FPSO
	Santos	Uruguá/Tambaú	25.000	10	1.300	Concessão	Pós-sal	Pós-sal	FPSO
	Campos	Jubarte	Cidade de Santos 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

Os comentários dos diretores incluídos nesta seção, 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 de dezembro de 2025, divulgado em 5 de março de 2026. A Companhia também divulgou relatórios de produção e vendas e de desempenho financeiro do 4º trimestre de 2025, nos dias 10 de fevereiro e 5 de março, respectivamente, que podem 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/>.

2.1. Os diretores devem comentar sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

	2025
Ativo circulante total	140.026
Caixa e equivalentes	35.608
Ativo Total	1.223.389
Passivo circulante total	198.368
Dívida de curto prazo	67.253
Dívida de longo prazo	316.772
Passivo total	805.802
Patrimônio Líquido	417.587

Em 2025, a Petrobras apresentou resultados financeiros sólidos, mesmo diante de um cenário desafiador, marcado pela queda de 14% no preço do Brent. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pela alta performance operacional, com destaque para o aumento da produção de óleo. Ainda nesse contexto adverso, a Petrobras conseguiu registrar geração operacional de US\$ 36,0 bilhões e encerrou o período com dívida financeira de US\$ 26,4 bilhões.

Os recursos oriundos da geração operacional, aliados às captações realizadas ao longo do ano, foram utilizados principalmente para: (a) realizar investimentos, (b) amortizar passivos de arrendamento, (c) remunerar os acionistas, e (d) amortizar o principal e juros devidos no período.

Com relação à dívida, apesar do impacto relevante no passivo de arrendamentos em 2025, decorrente principalmente da entrada em operação dos FPSOs afretados Almirante Tamandaré (Búzios 7) e Alexandre de Gusmão (Mero 4), bem como das captações realizadas ao longo do ano, a Companhia encerrou 2025 com endividamento bruto de US\$ 69,8 bilhões.

Esse montante permaneceu abaixo do limite estabelecido no Plano Estratégico 2025-29 (“PE 2025-29”) e representou aumento de 15,7% em relação ao endividamento bruto registrado ao final de 2024.

A gestão da dívida, combinada a um forte EBITDA Ajustado, permitiu uma saudável relação dívida bruta/EBITDA ajustado, que ficou em 1,64x.

Considerando as disponibilidades ajustadas de US\$ 9,2 bilhões, a Companhia encerrou 2025 com uma dívida líquida de US\$ 60,6 bilhões, o que corresponde a uma relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado total de 1,42x.

Em milhões Exercício findo em 31 de dezembro de	2025	
Dívida bruta ⁽¹⁾	R\$ 384.025	US\$ 69.793
Disponibilidades ajustadas ⁽²⁾	R\$ 50.622	US\$ 9.200
Dívida Líquida	R\$ 333.403	US\$ 60.593

(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 aplicação financeira de alta liquidez - conversíveis em dinheiro em até três meses.

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 ao patrimônio líquido consolidado da Companhia, o aumento para R\$ 417,59 bilhões, comparado a R\$ 367,51 bilhões em 2024, decorreu, principalmente, da retenção de lucros do exercício de 2025, a ser deliberada na AGO de 2026.

Para mais informações sobre o resultado da Petrobras, ver itens 2.1h e 2.2.

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 Exercício findo em 31 de dezembro de	2025
Patrimônio Líquido (Capital Próprio)	417.587
Empréstimos e financiamentos (incluindo arrendamento) circulantes e não circulantes - Dívida Bruta	384.025
Capital Próprio + Dívida Bruta ("Total")	801.612
Capital Próprio/Total	52%
Dívida Bruta/Total	48%

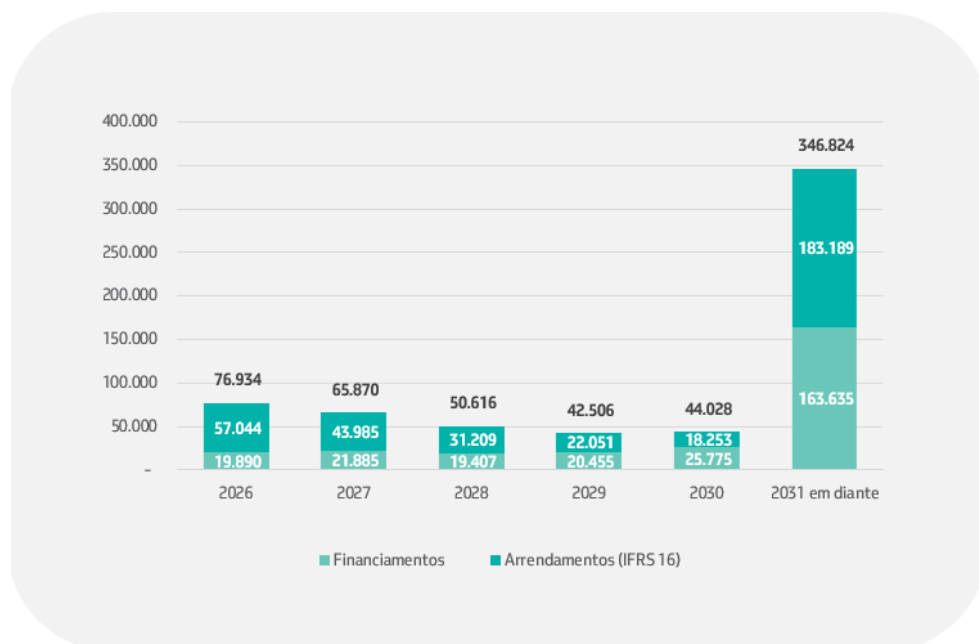
A Companhia considera que sua alavancagem financeira foi levemente reduzida em relação à apresentada em 2024.

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; associados à manutenção de uma forte geração de caixa operacional, conforme previsto no PN 2026-30; 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 2026-30, ver o item “2.10.ii”.

Segue abaixo o perfil de amortização em 31/12/2025 (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 2025.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Em 2025, a principal fonte de financiamento da Petrobras foi a sua própria geração de caixa operacional. Para informações mais detalhadas, ver item h (análise do fluxo de caixa).

Adicionalmente, a Companhia captou recursos de terceiros no montante total de R\$ 29,6 bilhões e realizou operações de recompra e resgate de R\$ 2,5 bilhões de títulos no mercado de capitais internacional e pré-pagamento de R\$ 3,3 bilhões de empréstimo no mercado bancário internacional e doméstico, 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:

Captações no mercado de capitais e mercado bancário				
Período	Em milhões de US\$		Em milhões de R\$	
2025	Internacional	Doméstico	Internacional	Doméstico

<i>Mercado de capitais</i>	1.962	516	10.531	2.861
<i>Mercado bancário</i>	1.122	1.686	6.303	9.743
<i>Outros</i>	18	16	97	93

<i>Resgates 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>
2025	609	458	3.316	2.500

Dentre as operações mais relevante de captação de recursos e gerenciamento de dívida ocorrida no último exercício social, destaca-se:

- resgate antecipado aos investidores dos títulos 8,750% Global Notes com vencimento em 2026, totalizando o valor total de US\$ 350 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 2030 e no valor de US\$ 1,0 bilhão com vencimento em 2036;
- conclusão da oferta pública da 8ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em três séries, no montante de R\$ 3,0 bilhões com vencimento em 2035, 2040 e 2045.

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 prevê financiar seus investimentos prioritariamente por geração de caixa operacional, após impostos, complementada por *earn-outs* – pagamentos contingentes, diferidos e desinvestimentos –, preservando liquidez adequada e a solvência da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém acesso aos mercados bancário e de capitais, no Brasil e no exterior, que poderão ser acionados de forma complementar conforme condições de mercado.

Ademais, no horizonte do PN 2026-30 está prevista amortização líquida positiva. 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 2025 estão apresentadas a seguir, em milhões de reais:

	<i>Consolidado</i>							
Vencimento em	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em	Total ⁽¹⁾	Valor justo ⁽⁴⁾

						diante		
Financiamentos em Dólares (US\$):	7.960	11.005	8,605	3.899	11.204	48.838	91.511	91.506
Indexados a taxas flutuantes ⁽²⁾	6.409	7.270	2.880	792	3.845	1.222	22.418	
Indexados a taxas fixas	1.551	3.735	5.725	3.107	7.359	47.616	69.093	
Taxa média a.a.	6,3%	6,0%	5,7%	6,1%	6,2%	6,6%	6,4%	
Financiamentos em Reais (R\$):	3.692	811	758	5.292	3.494	28.629	42.676	39.880
Indexados a taxas flutuantes ⁽³⁾	1.570	188	188	188	2.905	26.157	31.196	
Indexados a taxas fixas	2.122	623	570	5.104	589	2.472	11.480	
Taxa média a.a.	10,1%	9,3%	9,6%	9,9%	10,4%	8,1%	9,3%	
Financiamentos em Euro (€):	117	-	576	142	285	1.988	3.108	3.095
Indexados a taxas fixas	117	-	576	142	285	1.988	3.108	
Taxa média a.a.	4,6%	-	4,7%	4,7%	4,7%	4,8%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	225	-	-	2.179	-	3.058	5.462	5.438
Indexados a taxas fixas	225	-	-	2.179	-	3.058	5.462	
Taxa média a.a.	6,1%	-	-	6,1%	-	6,6%	6,3%	
Financiamentos em Renminbi:	32	25	25	25	2.625	-	2.732	2.638
Indexados a taxas fixas	32	25	25	25	2.625	-	2.732	
Taxa média a.a.	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	-	3,1%	
Total em 31 de dezembro de 2025	12.026	11.841	9.964	11.537	17.608	82.513	145.489	142.557
Taxa média a.a. ⁽⁴⁾	7,3%	6,8%	6,8%	7,1%	7,2%	6,6%	6,7%	

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

(2) Operações com indexador variável + spread fixo.

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

(4) Em 31 de dezembro de 2025, o valor justo total é de R\$ 137.549 e a taxa média ao ano é de 6,8%.

O saldo consolidado por tipo de financiamento encontra-se abaixo:

Valores em R\$ milhões	31/12/2025
Mercado bancário	24.840
Mercado de capitais	16.600
Bancos de fomento ⁽¹⁾	2.927

Outros financiamentos	14
Total no país	44.381
Mercado bancário	16.952
Mercado de capitais	76.940
Agência de crédito à exportação	6.544
Outros financiamentos	672
Total no exterior	101.108
Total de financiamentos	145.489

(1) Inclui BNDES.

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por R\$ 73,8 bilhões em global notes, emitidas no exterior pela Petrobras Global Finance B.V. - PGF, localizada nos Países Baixos, além de R\$ 11,3 bilhões em debêntures e R\$ 4,9 bilhões em notas comerciais escriturais, ambas emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2027 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 2026 e 2040.

A Petrobras ainda possui linhas de crédito rotativas contratadas no Brasil, no valor de R\$ 10,8 bilhões, e no exterior, em conjunto com sua subsidiária integral Petrobras Global Trading - PGT, no valor de US\$ 5,171 bilhões, com vencimentos em 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 relacionadas a endividamento.

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 2025, a totalidade de empréstimos, financiamentos e títulos da dívida da Companhia era de R\$ 145,5 bilhões. Desse montante 92,6% (R\$ 134,7 bilhões) correspondia à obrigação de natureza quirográfia e 7,4% (R\$ 10,8 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. Em 31/12/2025, as dívidas com gravames representam 0,64% do ativo consolidado da Petrobras.
- 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 2025, 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 Inadimplência", 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 em 31/12/2025. O montante agregado de vencimento antecipado, que aciona essas cláusulas, varia entre US\$ 100 milhões e US\$ 200 milhões, para contratos de subsidiárias relevantes ou com garantia da Petrobras.

Os contratos mais relevantes que possuem tal cláusula são:

Identificação	Saldo devedor em aberto (R\$ milhões) 31/12/2025
Bond PETBRA 6 3/4 01/27/41	4.104
Bond PETBRA 7 1/4 03/17/44	4.817
Bond PETBRA 6 7/8 01/20/40	4.000
Bond PETBRA 5 5/8 05/20/43	1.855
Bond PETBRA 6.85 06/05/15	6.484
Bond PETBRA 5 3/8 10/01/29	2.209
Bond PETBRA 6 5/8 01/16/34	3.254
Bond PETBRA 7 3/8 01/17/27	3.833
Bond PETBRA 5.999 01/27/28	5.865
Bond PETBRA 5 3/4 02/01/29	2.582
Bond PETBRA 5.093 01/15/30	1.972

Bond PETBRA 5.6 01/03/31	4.429
Bond PETBRA 6 3/4 06/03/50	1.067
Bond PETBRA 6,9 03/19/49	2.611
Bond PETBRA 5 1/2 06/10/51	3.000
Bond PETBRA 6 ½ 07/03/33	5.208
Bond PETBRA 6.00 01/13/35	5.547
Bond PETBRA 5 1/8 09/10/30	5.521
Bond PETBRA 6 ¼ 01/10/36	5.471
Schuldschein - Deutsche Bank 2038	1.276
6ª Emissão de Debêntures Simples	4.194
7ª Emissão de Debêntures Simples	4.220
8ª Emissão de Debêntures Simples	2.910
1ª emissão de Notas Comerciais Escriturais	3.172
2ª emissão de Notas Comerciais Escriturais	1.766
Bradesco	1.911
CDB	4,577
The Export-Import Bank of China	1,753
Banco do Brasil	3,002
Banco do Brasil	3,479
The Export-Import Bank of China	2,736
Banco do Brasil	2,997
Citibank	1,654
Santander	1,436
Itau	1,589
Banco do Brasil	4,080
Sindicato de bancos chineses	6,257

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Cumpridas as condições precedentes dos contratos, em 31 de dezembro 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	5.171	-	5.171	0%
No país (em R\$ milhões)				
Petrobras	10.500	-	10.500	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 2025, conforme Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) divulgadas em 05 de março de 2026.

Análise da Demonstração de Resultado Consolidado

DRE (em R\$ milhões)			Análise horizontal 2025 x 2024	
	2025	2024	R\$	%
Receita de vendas	497.549	490.829	6.720	1,4
Custo dos produtos e serviços vendidos	(260.551)	(244.367)	(16.184)	6,6
Lucro bruto	236.998	246.462	(9.464)	-3,8
Vendas	(28.954)	(26.134)	(2.820)	10,8
Gerais e Administrativas	(10.802)	(9.931)	(871)	8,8
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(6.758)	(4.997)	(1.761)	35,2
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(4.814)	(4.281)	(533)	12,5
Tributárias	(4.241)	(6.708)	2.467	-36,8
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(8.347)	(9.371)	1.024	-10,9
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(27.212)	(44.372)	17.160	-38,7
Despesas (Receitas) Operacionais	(91.128)	(105.794)	14.666	-13,9
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	145.870	140.668	5.202	3,7
Receitas financeiras	8.286	10.488	(2.202)	-21,0
Despesas financeiras	(24.064)	(32.093)	8.029	-25,0
Var. monetárias e cambiais líquidas	20.749	(60.866)	81.615	-134,1
Resultado financeiro líquido	4.971	(82.471)	87.442	-106,0
Resultado de participações em investidas	(242)	(3.467)	3.225	-93,0
Lucro antes dos impostos	150.599	54.730	95.869	175,2
Imposto de renda e contribuição social	(39.994)	(17.721)	(22.273)	125,7
Lucro do exercício	110.605	37.009	73.596	198,9
Atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras	110.129	36.606	73.523	200,8
Acionistas não controladores	476	403	73	18,1
Lucro do exercício	110.605	37.009	73.596	198,9

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

O EBITDA ajustado, excluindo eventos exclusivos, apresentou redução de 0,6% em relação a 2024, refletindo o impacto da queda do Brent que foi compensado pela melhora da performance operacional, em função do aumento do volume produzido. Destacam-se o início da operação e o aumento da capacidade dos FPSOs Almirante Tamandaré e Marechal Duque de Caxias, a manutenção do topo de produção do FPSO Sepetiba, o ramp-up dos FPSOs Maria Quitéria, Anita Garibaldi, Anna Nery e Alexandre de Gusmão, além da maior eficiência operacional em

Búzios e nos demais ativos de Águas Ultra Profundas. Esses avanços também contribuíram para o recorde nas exportações de petróleo, que atingiram 999 mbpd no 4T25.

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

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

Ver item 2.5 para conciliação entre as DFs e medições não contábeis divulgadas.

Análise do Fluxo de Caixa

DFC (em R\$ milhões)	2025
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	200.333
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos	(86.114)
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos	(97.122)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.743)
Aumento de caixa e equivalentes de caixa no exercício	15.354
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	20.254
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	35.608

A diferença entre a geração e a aplicação dos recursos resultou em um aumento de R\$ 15,4 bilhões no caixa e equivalentes de caixa da Companhia, que encerrou o ano de 2025 com saldo de 35,6 bilhões.

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

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

Para mais detalhes do resultado de 2025, incluindo comparação com 2024 e detalhes do resultado por segmento, ver as demonstrações financeiras de 2025, e o relatório de Desempenho Financeiro de 2025, ambos arquivados na CVM em 05 de março de 2025 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, agenciamentos e outras receitas; e
- 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.

Individualmente, o produto mais importante em termos de geração de receita em 2025 foi o diesel, representando cerca de 30% da receita de vendas total da Companhia.

RECEITAS DE VENDAS POR PRODUTO (R\$ milhões)	2025
Diesel	149.872
Gasolina	68.843
Querosene de aviação (QAV)	24.699
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	18.919
Nafta	8.845
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	3.308
Outros derivados de petróleo	20.322
Subtotal de derivados	294.808
Petróleo	24.561
Gás natural	21.478
Energia elétrica	4.107
Renováveis e nitrogenados	1.451
Receitas de direitos não exercidos (<i>breakage</i>)	1.039
Serviços, agenciamentos e outros	3.971
Mercado interno	351.415
Exportações	142.323
Petróleo	110.294
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	25.466
Outros derivados de petróleo e outros produtos	6.563
Vendas no exterior	3.811
Mercado externo	146.134
Receitas de vendas	497.549

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

- Aumento da capacidade de produção dos FPSOs Almirante Tamandaré e Marechal Duque de Caxias

- Manutenção do topo de produção do FPSO Sepetiba
- Ramp-up dos FPSOs Maria Quitéria, Anita Garibaldi, Anna Nery e Alexandre de Gusmão
- Maior eficiência operacional (3,6 p.p. acima do resultado de 2024), principalmente em plataformas da Bacia de Santos
- Menor volume de perdas com paradas para manutenções na Bacia de Campos
- Maior produção de LGN devido ao aumento de eficiência da UPGN do Complexo de Energias Boaventura / Rota 3
- Entrada em operação de 44 novos poços produtores marítimos, sendo 22 na Bacia de Santos e 22 na Bacia de Campos e atingimento do marco histórico na produção *offshore* ao interligar 77 poços, dentre produtores e injetores, consolidando um novo patamar de eficiência operacional
- Entrada em operação, de forma antecipada, do FPSO Alexandre de Gusmão (Mero) com capacidade de produzir 180 mil bpd e de comprimir/reinjetar 12 milhões de m³ de gás por dia
- Melhor resultado dos últimos dez anos ao adicionar 1,7 bilhão de boe em reservas, atingindo um índice de reposição de reservas (IRR) de 175%, mesmo diante de uma produção recorde. O indicador R/P atingiu 12,5 anos, refletindo a sustentabilidade do portfólio
- Crescimento nas vendas de derivados no mercado interno, totalizando 1.747 Mbpd, com destaque para o aumento de 5,2% diesel.
- Atingimento de um fator de utilização (FUT) de 91% em nossas refinarias, com 68% da produção composta por derivados de maior valor agregado: diesel, gasolina e QAV.

Para mais informações a respeito do desempenho operacional, ver Relatório de Produção e Vendas do 4T25, arquivado na CVM em 10 de fevereiro de 2026 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

Em 2025, as receitas da Companhia foram impactadas, principalmente, pela redução no preço médio do Brent para óleo e seus derivados, parcialmente compensada pelo aumento no volume de vendas.

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	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2025 x 2024 (%)
Cotações			
Brent médio (US\$/bbl)	69,06	80,76	-14,5
Dólar médio de venda (R\$)	5,59	5,39	3,7
Dólar final de venda (R\$)	5,50	6,19	-11,14
Indicadores de preços médios			
Derivados básicos - mercado interno (R\$/bbl)	472,58	481,80	-1,9

VOLUME TOTAL DE VENDAS (mil barris/dia)	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2025 x 2024
Diesel	763	725	5,2
Gasolina	409	401	2,0
Óleo combustível	20	28	-28,6
Nafta	66	70	-5,7
GLP	217	214	1,4
QAV	117	110	6,4
Outros	155	171	-9,4
Total de derivados	1.747	1.719	1,6
Renováveis, nitrogenados e outros	7	7	-
Petróleo	170	147	15,6
Gás natural	187	206	-9,2
Total mercado interno	2.111	2.079	1,5
Exportação de petróleo, derivados e outros	980	798	22,8
Vendas internacionais	32	37	-13,5
Total mercado externo	1.012	835	21,2
Total geral	3.123	2.914	7,2

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

O EBITDA Ajustado em 2025 aumentou 5% em relação a 2024 devido aos impactos de maior volume de petróleo vendido, maior resultado com abandono e ausência de despesas que impactaram 2024 (revisão atuarial do plano de saúde e transação tributária federal), compensados em parte por menor Brent.

Resultado Financeiro

Em 2025 a empresa registrou um resultado financeiro positivo, principalmente, por conta da valorização do real frente ao dólar americano, em movimento oposto à desvalorização ocorrida em 2024.

No exercício findo em 31 de dezembro de	2025	2024	2025 x 2024(%)
Receitas Financeiras	8.286	10.488	(21,0)
Despesas Financeiras	(24.064)	(32.093)	(25,0)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	20.749	(60.866)	-
Total	4.971	(82.471)	-

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 2025.

- b. opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor**

Não houve opinião modificada no parecer dos auditores independentes às demonstrações contábeis de 2025.

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 2024.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Em 2025, a Companhia não constituiu, adquiriu ou alienou participação societária relevante.

No entanto, a Companhia concluiu a cessão da integralidade de sua participação (100%) nos campos de Cherne e Bagre, localizados em águas rasas na Bacia de Campos, para a Perenco Petróleo e Gás do Brasil Ltda (“Perenco”). Os campos de Cherne e Bagre tiveram sua produção interrompida em março de 2020, e as respectivas instalações de produção estavam hibernadas. Essas transferências estavam previstas no PN 2025-29 e não tiveram impactos significativos nas demonstrações financeiras da Petrobras.

c. eventos ou operações não usuais

Eventos decorrentes da “Operação Lava Jato” (“Investigações”)

Desde o início das investigações até o fim de 2025, a Petrobras recuperou a quantia aproximada de R\$ 8 bilhões, por meio de acordos de colaboração, acordos de leniência e repatriações relacionados às Investigações.

A Companhia atua como coautora, juntamente com o MPF e/ou União Federal, em ações de improbidade administrativa, para buscar o ressarcimento de prejuízos sofridos, bem como atua em diversas ações penais, na qualidade de terceira interessada ou assistente de acusação.

Nos últimos anos, algumas condenações proferidas no âmbito dessas ações penais 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 às investigações. Esses processos ainda estão em andamento e seus desfechos podem afetar os interesses da Companhia.

Seguem abaixo demais operações não usuais relevantes que impactaram a Companhia em 2025 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 nas Investigações, 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 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 Petrobras, a Fundação e a PGF recorreram da sentença e das decisões intermediárias anteriores e seus recursos atualmente estão pendentes de julgamento.

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 pelas Investigações 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. Arbitragem e ação comercial coletiva na Argentina

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

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

c. 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 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 27 de dezembro de 2024, 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 03 de setembro de 2025, o Juízo de primeira instância reconheceu a prescrição da ação penal e determinou o seu arquivamento. A Associação apresentou apelação contra a sentença de extinção da ação penal, a qual foi rejeitada pelo Tribunal de Apelações em 02 de março de 2026. Cabe recurso contra essa decisão.

d. 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 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 teve como propósito garantir a eventual satisfação dos pedidos da EIG contidos no processo norte-americano mencionado acima.

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 cancelou a medida cautelar de bloqueio de ativos da Petrobras na Holanda, bem como 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	2025
EBITDA	230.016
EBITDA Ajustado	237.177
EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos	244.305
Margem do EBITDA Ajustado (%)	48
Disponibilidades Ajustadas (fim do período)	50.622
Dívida Bruta	384.025
Dívida Líquida	333.403
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	1,42x

1 - índice calculado em dólar (dívida líquida de US\$ 60.593 e EBITDA ajustado de US\$ 42.523).

b. fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

EBITDA, EBITDA Ajustado	2025
Lucro líquido do exercício	110.605
Resultado Financeiro Líquido	(4.971)
Tributos sobre o lucro	39.994
Depreciação, depleção e amortização	84.388
EBITDA	230.016
Resultado de participações em investimentos	242
Perda líquida no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	8.347
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	8
Resultado com alienações e baixas de ativos	(134)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(1.302)
EBITDA Ajustado total	237.177
Margem do EBITDA Ajustado (%)	48

EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos (R\$ milhões)	2025	2024	2025 X 2024 (%)
Lucro líquido (Prejuízo)	110.605	37.009	198,9
Eventos exclusivos	13.920	(95.790)	–
Eventos exclusivos que não afetam o EBITDA Ajustado	21.048	(64.423)	–
Impairment (perdas) reversões de ativos e de investimentos	(8.324)	(9.307)	(10,6)
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	(8)	–	–
Resultado com alienação e baixa de ativos	134	1.171	(88,6)

Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.302	1.482	(12,1)
Efeitos da transação tributária no resultado financeiro	-	(11.051)	-
Ágio/deságio na recompra de títulos de dívidas	(34)	47	-
(Perdas)/ganhos com variação cambial real x dólar (*)	27.978	(46.765)	-
Outros eventos exclusivos	(7.128)	(31.367)	(77,3)
Acordo Coletivo de Trabalho (ACT)	(2.694)	(40)	6635,0
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	2.921	(15.745)	-
(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	(5.670)	(5.395)	5,1
Efeitos da transação tributária na despesa tributária	-	(3.595)	-
Equalização de gastos - AIP	(1.501)	(78)	1824,4
Perdas oriundas da revisão atuarial do Plano de Saúde	-	(6.955)	-
Ganhos com cessão de contratos de concessão	-	61	-
Programa de Anistia do Estado da Bahia	(728)	-	-
Outros	544	380	43,2
Efeito líquido dos eventos exclusivos no IR/CSLL	(4.728)	29.442	-
Lucro líquido sem eventos exclusivos	101.413	103.358	(1,9)
Acionistas Petrobras	100.937	102.955	(2,0)
Acionistas não controladores	476	403	18,1
EBITDA Ajustado	237.177	214.419	10,6
Outros eventos exclusivos	(7.128)	(31.367)	(77,3)
EBITDA Ajustado sem eventos exclusivos	244.305	245.786	(0,6)

(*) A partir do 4T24, a linha de (Perdas)/ganhos com variação cambial real x dólar foi adicionada na tabela 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	31.12.2025
Empréstimos e Financiamentos	145.489
Mercado de capitais	93.540
Mercado bancário	41.792
Bancos de fomento	2.927
Agências de créditos à exportação	6.544
Outros	686
Financiamento por arrendamento	238.536
Dívida Bruta	384.025
Caixa e equivalentes de caixa	-35.608
Títulos públicos federais e <i>Time Deposits</i> e CDB	-15.014
Disponibilidades Ajustadas	-50.622
Dívida Líquida	333.403
Patrimônio Líquido	417.587
Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,7%
Prazo médio da dívida (anos)	11,7

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 n° 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 *time 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

a) Recebimentos de pagamentos contingentes (earnout)

Em janeiro de 2026, a companhia recebeu as parcelas de pagamentos contingentes (earnout) dos parceiros dos blocos Sépia e Atapu, referentes ao exercício de 2025, no montante de R\$ 1.650 milhões.

b) Pagamentos referentes à equalização da Jazida Compartilhada de Tupi

Em 31 de março de 2026, a Petrobras recebeu US\$ 593 milhões (R\$ 3.102 milhões) das empresas parceiras, e pagou US\$ 119 milhões (R\$ 624 milhões) à União, representada pela Pré-Sal Petróleo (PPSA), referentes ao processo de equalização da Jazida Compartilhada de Tupi.

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, de 15 de dezembro de 1976 (“Lei das Sociedades por Ações” - “LSA”). A reserva tem por fim assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízo ou aumentar capital. O saldo dessa reserva atingiu o limite legal em 31 de dezembro de 2023.

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.

Reserva estatutária de remuneração de capital - poderá ser constituída mediante a apropriação de até 70% do lucro líquido ajustado de cada exercício, observados o art. 202 da Lei das Sociedades por Ações e a Política de Remuneração aos Acionistas, até o limite do capital social, tendo como finalidade assegurar recursos para o pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio, ou outra forma de remuneração aos acionistas prevista em lei, suas antecipações, recompras de ações autorizadas por lei, absorção de prejuízos e, como finalidade remanescente, incorporação ao capital social.

Reserva de incentivos fiscais. - 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.

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.

Os saldos das reservas de lucros estão divulgados na nota explicativa 32.5.1 - Reserva de lucros, das demonstrações financeiras de 2025.

a.i. Valores das Retenções de Lucros:

Os valores das retenções de lucros sobre o valor total dos lucros declarados no exercício de 2025 foi de R\$ 69.721 milhões, sendo o valor de R\$ 68.906 milhões para reserva de retenção de lucros, visando atender parcialmente ao programa anual de investimentos estabelecidos no orçamento de capital do exercício de 2026, e o valor de R\$ 815 milhões para reserva de incentivos fiscais, os quais serão deliberados em Assembleia Geral de Acionistas (AGO).

a.ii. Percentuais em relação aos lucros totais declarados:

O percentual dos valores das retenções de lucros em reserva de retenção de lucros e reserva de incentivos fiscais sobre o valor total dos lucros declarados no exercício de 2025 foi de 62,8%.

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 caso de reembolso de capital e 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.

Parâmetros de distribuição de proventos:

- (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 na Política de Remuneração aos Acionistas.
- (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.
- (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 (1) acima 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.

- (2.1) A fórmula acima será aplicada, a cada trimestre, sobre os fluxos de caixa do consolidado da Companhia do respectivo trimestre.
- (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.
- (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 (1) e (2), desde que a sustentabilidade financeira da Companhia seja preservada.
- (4) A distribuição de remuneração aos acionistas deverá ser feita trimestralmente.
- (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 LSA e observados os critérios definidos na Política de Remuneração aos Acionistas.

Alteração legislativa:

A partir de 1º de janeiro de 2026, haverá tributação na fonte à alíquota de 10% sobre lucros e dividendos distribuídos a pessoas físicas residentes no Brasil em montante superior a R\$ 50.000,00 por mês pagos por uma mesma pessoa jurídica, tendo em vista a Lei nº 15.270, de 26 de novembro de 2025. Essa retenção na fonte deve ser realizada por todas as empresas.

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](#).

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 2025:

Obrigações Contratuais

Pagamentos com vencimento por período (R\$ milhões)					
	Total	2026	2027-2028	2029-2030	2031 em diante
Outros compromissos contratuais					
Gás natural ship or pay	73.700	12.669	24.089	23.422	13.520
Serviços contratados	470.678	184.529	117.641	75.071	93.437
Compromisso de compra de GN Boliviano ⁽¹⁾	6.224	2.038	3.397	789	–
Compromissos relacionados a arrendamentos mercantis ainda não iniciados	112.009	49.243	19.190	34.770	8.806
Financiamentos por Arrendamento de curto prazo	60	60	–	–	–
Compromissos de compra	69.840	46.118	14.860	6.365	2.497
Total	732.511	294.657	179.177	140.417	118.260

1- Contrato GSA Petrobras-YPFB, informações estimadas com base na curva de obrigação de pagamento mínimo contratual (take-or-pay) atualmente vigente e eficaz considerando preços e câmbio do Plano Negócio 2026-2030, aprovado em 21 de novembro de 2025.

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 2.8.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Vide item 2.8.

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

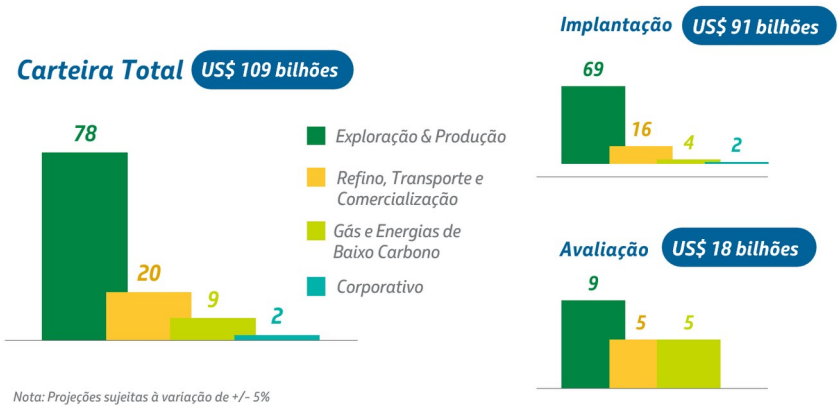
Conforme fato relevante divulgado em 27 de novembro de 2025, o Conselho de Administração (CA) da Petrobras aprovou o Plano de Negócios 2026-2030 (PN 2026-30) da Companhia, com as seguintes informações sobre investimentos (CAPEX):

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.

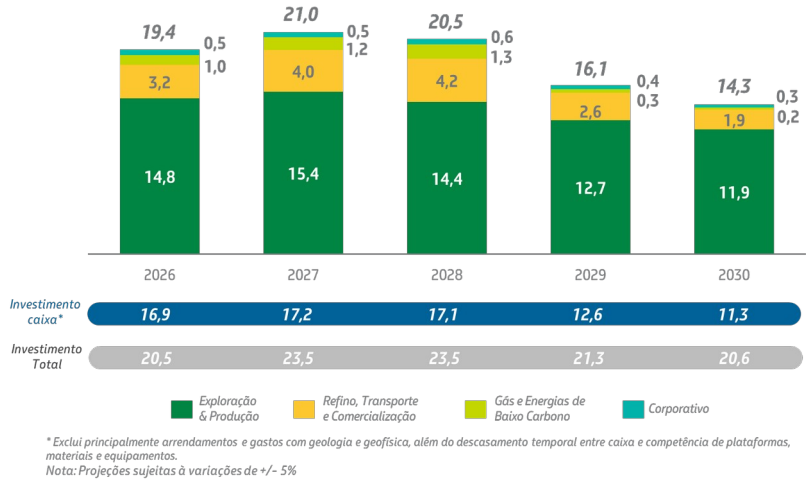
Para garantir resiliência financeira e flexibilidade para responder às condições de mercado, o Plano introduz um novo mecanismo para a Carteira em Implantação, com duas classificações:

- “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



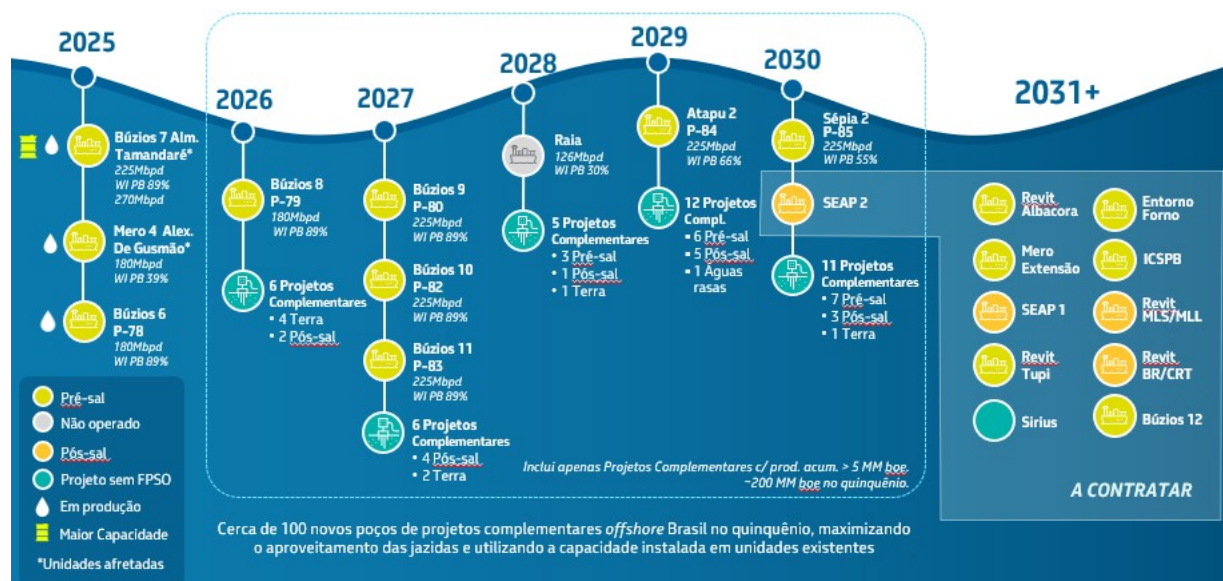
Exploração e Produção (E&P)

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

Serão implantados 7 (sete) novos sistemas de produção até 2030, sendo que 6 (seis) 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 10 FPSOs até 2027, com entrada em operação das plataformas já contratadas P-79, P-80, P-82 e P-83, além de estar em licitação uma 12ª unidade de produção, a P-91.

Novos sistemas de produção e projetos complementares



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.

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.

Também estão previstos 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

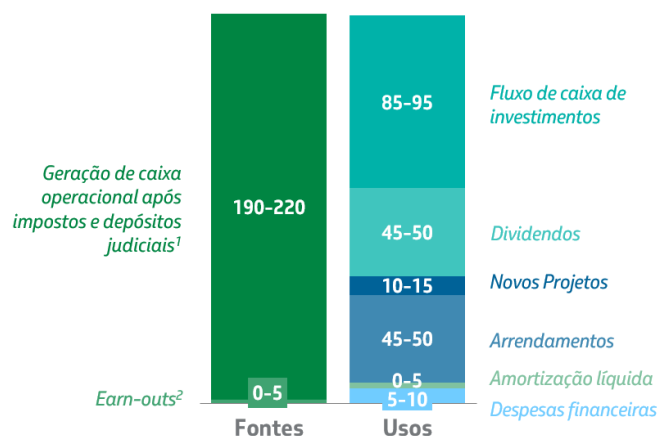
As principais premissas para financiabilidade do Plano, relativas à Carteira em Implantação Alvo são: (i) Caixa mínimo de US\$ 6 bilhões; (ii) Dividendos conforme política vigente; (iii) limite de Dívida Bruta de US\$ 75 bilhões, com convergência ao patamar de US\$ 65 bilhões.

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.

Fontes e Usos (2026-2030)
(Faixas com visão da Carteira Total)
US\$ bilhão



¹ Inclui excedente de caixa no início do período.

² Inclui pagamentos contingentes, diferidos e desinvestimentos.

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

Gastos previstos com destinação: US\$ 10 bilhões.

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

Segue abaixo o processo de desinvestimento em andamento (posição de 24/04/2026):

- Polo Pescada - campos em águas rasas na Bacia de Potiguar (contrato assinado, mas pendente de conclusão).

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”).

ACORDO DE MERCADO DE REFINO

O TCC para o Mercado de Refino (“TCC Refino”) previa o desinvestimento obrigatório de oito refinarias, em alinhamento com os direcionadores de gestão de portfólio da época e a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) 09/2019.

Em 2024, o TCC foi alterado, eliminando as obrigações de desinvestimento.

O aditivo do TCC, assinado em 3 de julho de 2024, estabeleceu novos compromissos:

1. Obrigações de monitoramento aprimoradas que permitem ao CADE verificar o caráter não discriminatório dos preços praticados pela Petrobras no mercado de derivados e de petróleo (óleo cru), em território nacional;
2. Divulgação pela Petrobras de diretrizes gerais comerciais não discriminatórias para entregas de petróleo por via marítima a qualquer refinaria independente, em território brasileiro; e
3. Oferta de contratos frame a qualquer refinaria independente, em território brasileiro, para entregas via marítima.

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. Esses compromissos estão sendo cumpridos pela Petrobras, de acordo com os termos acordados com o CADE, desde a assinatura da alteração do TCC.

ACORDO DO MERCADO DE GÁS

O TCC para o Mercado de Gás (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 Plano Estratégico que seria proposto pela Diretoria Executiva naquele ano.

Desde a celebração 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 com o CADE 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 aditamento, assinado em 3 de julho de 2024, 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.
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.

Os termos acordados no Aditamento ao TCC Gas serão válidos até que a ANP emita um certificado de independência para a TBG, ou até 4 de março de 2039 - prazo limite da desverticalização das transportadoras estabelecido no artigo 5º, parágrafo 4º, da Nova Lei do Gás, o que ocorrer primeiro.

Tendo em vista o exposto acima, a Diretoria Executiva da Petrobras retirou a TBG da carteira de desinvestimentos.

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 2025, a Petrobras adquiriu, no 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessões da ANP, dez blocos na Bacia da Foz do Amazonas, em parceria com a ExxonMobil, e três blocos na

Bacia de Pelotas, em parceria com a Petrogal Brasil. No 3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha da ANP, a Petrobras adquiriu os blocos Jaspe, em parceria com a Equinor, e o bloco Citrino, com exclusividade, ambos localizados na Bacia de Campos.

Além disso, com o objetivo de diversificar seu portfólio exploratório e gerar valor, em setembro de 2025, a Companhia concluiu a aquisição de uma participação de 27,5% no Bloco 4, localizado em São Tomé e Príncipe. E concluiu, em outubro de 2025, a aquisição de uma participação de 10% no bloco DWOB, localizado na República da África do Sul. Em fevereiro de 2026, a Petrobras anunciou a aquisição de uma participação de 42,5% no Bloco 2613, localizado offshore na República da Namíbia, África. A conclusão dessa última transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, incluindo aprovações governamentais e regulatórias aplicáveis, notadamente do Ministério da Indústria, Minas e Energia da Namíbia. Como são direitos de exploração, a Companhia não tem como determinar, neste momento, se esses fatos influenciarão materialmente na capacidade produtiva do emissor no futuro.

No leilão de Áreas Não Contratadas promovidos pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), a Petrobras arrematou os direitos e obrigações da União nas Jazidas de Mero e Atapu, aumentando sua participação nesses ativos.

Em março de 2026, a Petrobras exerceu o seu direito de preferência para adquirir 50% das participações dos campos Tartaruga Verde e Espadarte - Módulo III da Petronas, ficando com 100% de participação nos campos.

c. novos produtos e serviços, indicando:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

O Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação da Petrobras conduz um conjunto abrangente de linhas de pesquisa que sustentam seu portfólio ambicioso de PD&I, com foco no desenvolvimento de *tecnologias de alto impacto* voltadas à otimização de ativos legados, à evolução do óleo e gás do futuro e ao avanço da transição energética. Essas iniciativas organizam e direcionam o avanço tecnológico em áreas críticas para a competitividade, a sustentabilidade e a transformação do setor energético na Petrobras.

A Petrobras opera um centro dedicado a pesquisas, desenvolvimento e inovação, 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.

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 2025 foram:

- Desenvolvimento de tecnologias que permitem a otimização do investimento bem como a redução de custos e incertezas como: i) desenvolvimento de fonte sísmica inovadora de baixo impacto ambiental, ii) participação no estudo da extensão da plataforma continental brasileira, o que aumenta as chances de acesso a recursos energéticos/minerais para a companhia, iii) estudo de análogo visando previsibilidade da distribuição e qualidade dos reservatórios do Pré-Sal - Alto de Cabo Frio Central (Bacia de Campos), e iv) ferramenta analítica inédita para análise do residual de sequestrante de oxigênio em cenários de reinjeção de água produzida.

- 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) Aplicação de IA para Redução na queima em flare da P52, evitando emissões de CO₂, ii) Desenvolvimento de Gêmeo Digital para otimização do consumo e redução de emissões em sondas de perfuração, iii) Desenvolvimento de Veículos Submarinos Autônomos para Inspeções Offshore mais Seguras e Sustentáveis e iv) Primeira operação com uso de drones pilotados além da linha de visão (BVLOS), para transbordo de cargas leves entre plataformas P-74 e P-75.
- Incorporamos tecnologias de inteligência artificial (IA) em diversos aspectos de nossas operações para aumentar a eficiência, otimizar a tomada de decisões e apoiar nossos objetivos estratégicos. Utilizamos IA na manutenção preditiva para antecipar falhas de equipamentos e reduzir o tempo de inatividade, na modelagem avançada de reservatórios para previsões de produção mais rápidas e precisas e na otimização de processos em refinarias para maximizar a eficiência e minimizar as emissões. A IA também automatiza inspeções — como a detecção de corrosão e o monitoramento de flares em tempo real —, aumentando a segurança e a conformidade ambiental. Plataformas como o Ativo 360 integram dados operacionais para fornecer insights preditivos e recomendações inteligentes, enquanto ferramentas cognitivas organizam o conhecimento técnico e aceleram a tomada de decisões.
- Desenvolvimento de novas tecnologias relacionadas à transição energética e novos produtos com menor pegada de carbono, como: i) primeira produção comercial de SAF certificado no Brasil, realizada na REDUC, ii) antecipação da produção de asfalto com conteúdo renovável (CAP-Pro R), na REVAP, iii) início da operação do maior aerogerador onshore das américas, com 7MW de potência, desenvolvido em parceria com a WEG e, iv) aprovação do piloto de captura e armazenamento de carbono (CCS) São Tomé, o primeiro projeto de P&D da América Latina voltado ao armazenamento de CO₂ em reservatório salino profundo.

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Em 2025, a Companhia gastou R\$ 4.814 milhões em PD&I.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

Ver item 2.10.c.i.

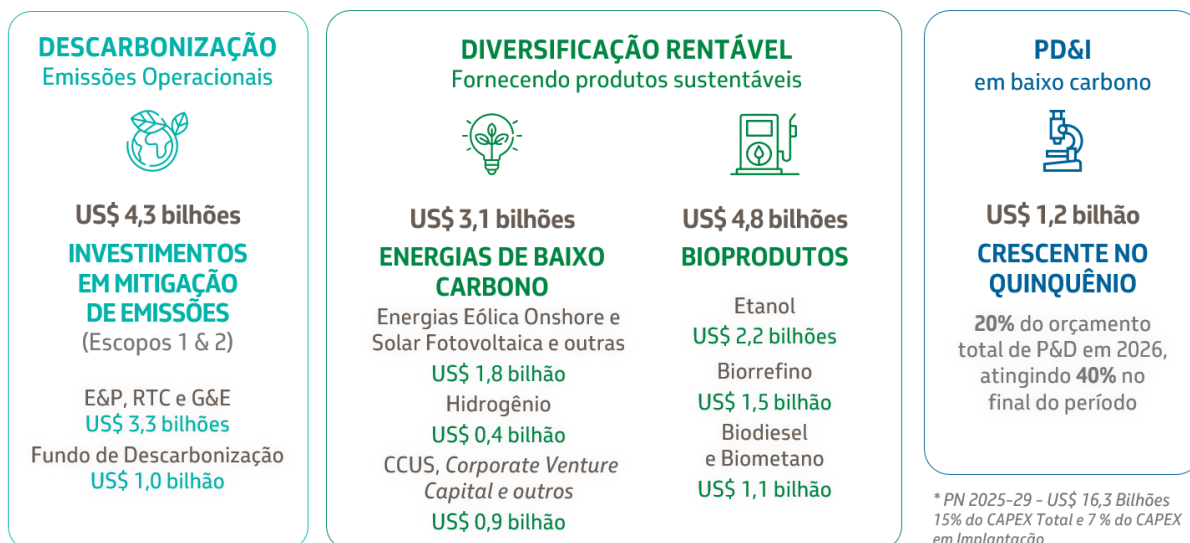
iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

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



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 o atendimento da meta de 80 milhões tCO₂ este ano. Os demais cinco compromissos permanecem com metas até 2030, a saber:

- Redução das emissões absolutas operacionais¹ 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 2050² 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 2030³.

¹ Esse compromisso considera apenas os segmentos de negócio em que a Companhia já está inserida e a sua disposição no uso de créditos de carbono.

² A ambição da empresa refere-se às emissões em território brasileiro, onde ocorrem mais de 98% de suas emissões operacionais. Para as demais emissões, a empresa ambiciona a neutralidade em prazo compatível com o Acordo de Paris, em alinhamento a compromissos locais.

³ Ambição atualizada em relação ao PN 2025-29. Considera apenas os segmentos de negócio em que a empresa já está inserida, tendo como ano-base 2022.

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\$ 411,1 milhões em 2025. Desse total, R\$ 341,5 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. 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, 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.

Em 2025, a Petrobras comemorou 30 anos de apoio ao cinema nacional, reafirmando seu compromisso com a valorização da cultura brasileira. Ao longo dessas três décadas, a Companhia patrocinou mais de 600 filmes, contribuindo para o fortalecimento da indústria cinematográfica no Brasil e para a disseminação da diversidade e riqueza cultural do país.

Ainda em 2025, 280 patrocínios integraram o Programa Petrobras Cultural, promovendo o desenvolvimento da cultura e contando com a Lei Federal de Incentivo à Cultura (Lei nº 8.313/1991) e a Lei do Audiovisual (Lei nº 8.685/1993), que permitem a renúncia fiscal para empresas que direcionam parte de seus impostos ao fomento cultural. Nos patrocínios esportivos, o destaque foi a continuidade da estratégia da Petrobras como líder no

incentivo ao futebol feminino. A Companhia consolidou a maior parceria da história do futebol paulista, patrocinando competições adultas e de base, e lançamos a Caravana do Futebol Feminino Petrobras, que percorreu 24 cidades com experiências imersivas e educativas, preparando a sociedade para a copa do mundo de futebol feminino 2027 no Brasil. Em 2025, a Companhia também deu continuidade a patrocínios a modalidades de esporte-motor, com a Copa Truck Petrobras, Nascar Brasil, Sertões Petrobras e F4 Brasil, além incentivar modalidades esportivas voltadas ao público jovem, como skate e breakdance.

Os patrocínios a eventos de negócio, ciência e tecnologia, intensificam o relacionamento com parceiros, investidores, clientes, fornecedores, comunidade acadêmica e científica, dentre outros. A Petrobras está presente nos principais eventos do ecossistema de inovação do país, assim como em iniciativas que despertam a curiosidade e promovem experiências especialmente junto ao público jovem, em temas relacionados às ciências e ao mundo em transformação. Além disso, mantemos nosso protagonismo e presença nos principais eventos de negócios relacionados ao segmento de Energia e, em especial, em temas ligados à Transição Energética Justa.

O Programa Petrobras Socioambiental estrutura os investimentos socioambientais da companhia e tem como propósito contribuir para a sustentabilidade do negócio, apoiando iniciativas executadas por organizações da sociedade civil parceiras que gerem valor para a Petrobras e para a sociedade. Suas linhas de atuação são Educação, Desenvolvimento Econômico Sustentável, Florestas e Oceano, por meio das quais a Companhia contribui, especialmente, para o alcance dos ODS 4, 8, 14 e 15, além de diversos outros objetivos, de acordo com a natureza de atuação das iniciativas.

Além dos projetos desenvolvidos pelo referido Programa, existem iniciativas estruturantes realizadas em parceria com o BNDES, como as iniciativas Floresta Viva, Restaura Amazônia e Sertão + Produtivo, realizadas em um modelo de coinvestimento.

Em 2025, a Petrobras investiu R\$ 480 milhões em um conjunto de iniciativas socioambientais voluntárias, envolvendo projetos do Programa Petrobras Socioambiental e as parcerias estratégicas. Esse investimento contemplou ações voltadas à conservação ambiental e ao fortalecimento de comunidades em diversos territórios, de forma alinhada às diretrizes e compromissos da Política de Responsabilidade Social e ao Plano Estratégico da Petrobras, e contribuindo para compromissos globais de sustentabilidade, como a Agenda 2030 e o Marco Global da Biodiversidade.

No âmbito do Programa Petrobras Socioambiental, os participantes das iniciativas são beneficiados por meio de ações que incluem: promoção da economia solidária, fortalecimento de pequenos empreendimentos e oferta de capital semente, ações de adaptação e resiliência de comunidades às mudanças do clima, combate ao lixo no mar, fomento à bioeconomia, apoio técnico para recuperação de áreas, conservação da biodiversidade, tecnologias sociais para a garantia de direitos humanos, apoio à agricultura familiar, capacitação para o trabalho, educação complementar no contraturno escolar, educação ambiental, formação de professores, formação para o turismo sustentável, esporte educacional, além do fortalecimento de associações, cooperativas e coletivos de catadores de materiais recicláveis, entre outras realizadas pelos projetos apoiados. Em suas atividades, os projetos engajam crianças e adolescentes, mulheres, negros, pessoas com deficiência, povos indígenas e comunidades tradicionais como públicos prioritários.

A fim de ampliar iniciativas estruturantes de qualificação profissional no entorno de áreas onde a Petrobras atua, desde 2024 a Companhia 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. Com investimento de cerca de R\$ 370 milhões ao longo de quatro anos (2024-2028), 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, visando ampliar as oportunidades de empregabilidade no setor de óleo e gás. Ao longo desse período, estão sendo ofertadas quase 20 mil vagas em diferentes cursos de qualificação, sejam eles técnicos ou de formação inicial continuada (FIC) com a priorização de grupos minorizados - como mulheres, pessoas pretas e pardas, pessoas transgênero, pessoas com deficiência, indígenas, quilombolas e pessoas refugiadas. Os participantes recebem bolsa-auxílio de R\$ 660,00 a R\$ 858,00 (para mulheres com filhos até 11 anos), reforço em português e matemática, e acompanhamento psicossocial. Por meio do programa, espera-se contribuir com o

aproveitamento de mão de obra local pela cadeia de fornecedores da Companhia em paradas de manutenção de Unidades de Operações e em projetos de investimento previstos no Planejamento Estratégico e de Negócios, promovendo diversidade, equidade e inclusão. Após a conclusão dos cursos os alunos são orientados a inscreverem seus currículos no Sistema Nacional de Emprego (SINE) ou Postos de Atendimento ao Trabalhador (PAT) dos municípios abrangidos pelo programa. Da mesma forma, as empresas que compõem a cadeia de fornecedores da Petrobras são incentivadas a disponibilizar suas vagas de emprego nesse órgão, com o intuito de contribuir para ampliar as oportunidades de aproveitamento da mão de obra proveniente dos cursos do Programa Autonomia e Renda. Até dezembro de 2025 já foram ofertadas mais de 8 mil vagas em 37 cursos nos sete estados (ES, MG, PE, PR, RJ, RS e SP) abrangidos pelo Programa.

Além disso, com o objetivo de ampliar os investimentos em um portfólio mais diversificado de projetos em soluções baseadas na natureza, a Companhia fortaleceu sua atuação em 2025, com destaque para:

- Lançamento do edital de seleção pública “Soluções Baseadas na Natureza - Adaptação e Resiliência Climática nas Cidades”, por meio do qual serão investidos R\$ 21 milhões em projetos socioambientais dos estados de São Paulo e Rio Grande do Sul. A iniciativa é inédita e direcionada ao enfrentamento das mudanças climáticas em áreas urbanas, com a intenção de fortalecer a resiliência de cidades e comunidades vulneráveis. O foco é apoiar infraestruturas verdes e azuis e tecnologias comunitárias que contribuam para mitigar impactos climáticos, restaurar ecossistemas e estimular a bioeconomia.
- Consolidação da parceria com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) por meio do *matchfunding* Floresta Viva e Restaura Amazônia. No âmbito do Floresta Viva, serão investidos 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), estão em desenvolvimento 20 projetos provenientes dos editais “Manguezais do Brasil” e “Corredores de Biodiversidade”, que abrange os biomas Cerrado e Pantanal. Ao todo, estão sendo restaurados cerca de 4.200 hectares, em execução pelas organizações da sociedade civil apoiadas. Já na iniciativa Restaura Amazônia, a Petrobras se uniu ao Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima e ao BNDES com o propósito de transformar a faixa amazônica desmatada, conhecida como “Arco do Desmatamento”, no “Arco da Restauração”. A Petrobras irá investir R\$ 50 milhões na iniciativa e o BNDES R\$ 50 milhões por meio do Fundo Amazônia. Em 2025, foram selecionados nove projetos que atuarão em áreas protegidas prioritárias no Bioma Amazônia, restaurando cerca de 3.600 hectares em Unidades de Conservação. A iniciativa é executada por meio da parceria junto às organizações: Fórum Brasileiro de Desenvolvimento Sustentável, Conservation International e Instituto Brasileiro de Administração Municipal.
- Já na iniciativa Restaura Amazônia, a Petrobras se uniu ao Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima e ao BNDES com o propósito de transformar a faixa amazônica desmatada, conhecida como “Arco do Desmatamento”, no “Arco da Restauração”. A Petrobras irá investir R\$ 50 milhões na iniciativa e o BNDES R\$ 50 milhões por meio do Fundo Amazônia. Em 2025, foram selecionados nove projetos que atuarão em áreas protegidas prioritárias no Bioma Amazônia, restaurando cerca de 3.600 hectares em Unidades de Conservação. A iniciativa é executada por meio da parceria junto às organizações: Fórum Brasileiro de Desenvolvimento Sustentável, Conservation International e Instituto Brasileiro de Administração Municipal.
- Estruturação do Fundo Petrobras de Bioeconomia, gerido pela Régia Capital, uma plataforma de investimentos sustentáveis criada pela JGP Gestão de Recursos Ltda. e pela BB Asset. Em 2025 foram destinados cerca de R\$ 112 milhões em financiamentos de negócios voltados a soluções baseadas na natureza que fomentam a bioeconomia ao mesmo tempo em que conservam os biomas brasileiros. As empresas investidas atuam nas cadeias do extrativismo sustentável, sistemas agroflorestais, restauração produtiva e bioinsumos.

Por fim, destaca-se a realização, em 2025, do edital Sertão + Produtivo, cujo processo foi resultado da parceria entre o BNDES e a Petrobras, direcionado ao financiamento de projetos sociais nos estados do semiárido brasileiro. O propósito central do edital é incentivar ações voltadas ao fortalecimento e à estruturação de associações e cooperativas de agricultores familiares, à produção de alimentos saudáveis, à redução da insegurança alimentar e à geração de renda para populações em situação de vulnerabilidade social. Foram selecionados oito projetos nos estados de PI, MA, CE, RN, PB, PE, BA, SE, AL, MG e ES que receberão um investimento estimado de R\$ 80 milhões, oriundo do aporte conjunto das duas instituições, ao longo dos próximos três anos. Todos os projetos selecionados têm como objetivo promover o fortalecimento da capacidade produtiva e comercial dos empreendimentos coletivos da agricultura familiar no semiárido brasileiro, estimulando a produção de alimentos saudáveis. As ações previstas abrangem a adoção de sistemas agroecológicos e práticas sustentáveis, agregação de valor e/ou otimização de processos, gestão e sustentabilidade econômica, bem como o acesso a mercados.

Além do investimento socioambiental, a Companhia destinou R\$ 4,7 milhões em doações, sendo aproximadamente R\$ 1 milhão para o Clube de Empregados da Petrobras (CEPE Canoas) para recuperação das instalações deste parceiro após laudo técnico identificando a necessidade e os impactos gerados pela utilização como abrigo nas enchentes de 2024 no Estado do Rio Grande do Sul.

Em complemento, foi concluída a doação no enfrentamento da Emergência da Seca Amazônica, em suporte as ações do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), com apoio logístico de helicóptero para distribuição de cestas básicas e kits de tratamento emergencial de água a comunidades afetadas pela emergência, realizando também o monitoramento aéreo relacionado à fauna aquática, bem como na alocação de profissionais da Petrobras (especialista em planejamento de resposta à emergência, especialista em logística, especialista em veterinária e operador de drone) na Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) comandada pelo ICMBio.

Ainda em 2025, a Companhia realizou o terceiro ciclo de doação de mais de 7.200 notebooks por meio de seleção pública contemplando 206 escolas públicas municipais localizadas em comunidades da área de abrangência de nossas operações em diversos Estados e 136 instituições do terceiro setor com o objetivo de ampliar o acesso à tecnologia e empoderamento digital de nossas comunidades.

Em um processo inédito na Companhia, foram beneficiadas cinco instituições através de chamada pública para recebimento de doações de itens de casario oriundos de plataformas em descomissionamento da Bacia de Campos, distribuindo 129 itens entre mesas, cadeiras, colchões, armários, quadros e cadeiras.

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\$)	480 ⁽¹⁾	323 ⁽²⁾	49 ⁽³⁾	62 ⁽⁴⁾	

(1) 18% do valor corresponde a recurso via lei de incentivo
(2) 99,39% do valor corresponde a recurso via lei do incentivo.
(3) 57% do valor corresponde a recurso via lei do incentivo.
(4) 19% 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 2025, o valor total gasto com publicidade foi de R\$ 372 milhões. Esse valor se refere à publicidade efetivamente autorizada e retrata a posição de 31/12/2025. Para consultar os valores atualizados de gastos com publicidade após a conclusão do processo de auditoria de mídia (comprovação das veiculações efetivamente realizadas em 2025), acesse o Portal de Transparência da Petrobras, no endereço [Gastos com Publicidade e Propaganda | Portal da Transparência Petrobras](#), onde estarão listadas as despesas referentes a 2025 e onde já constam os gastos referentes aos contratos de serviços de publicidade da Companhia nos 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 promover colaboração e acelerar o desenvolvimento tecnológico, gerando maior valor à Companhia. O principal objetivo do programa é encontrar os melhores parceiros para cooperar e desenvolver, testar ou comercializar tecnologias, aumentando a competitividade e fortalecendo a integração e a sinergia com o ecossistema de inovação.

O programa conta com um site externo <https://petrobras.com.br/inovacao-e-tecnologia/inovacao-aberta> para divulgar diversas oportunidades de engajamento com a Petrobras e é composto por diferentes módulos, desenhados para atender diferentes perfis de parceiros e níveis de maturidade tecnológica.

Os módulos e as principais realizações do programa em 2025 foram:

- Módulo Open Lab: concentra as oportunidades para desenvolvimento de software de código aberto por meio do GitHub. O módulo disponibiliza atualmente 7 oportunidades de colaboração na plataforma e conta com + de 500 colaboradores ativos. Em 2025, o Projeto 3W, desenvolvido no Openlab, foi selecionado como finalista do Hermann Rosen Award For Pipeline Innovation, importante reconhecimento internacional promovido pela ASME Foundation.
- Módulo Encomendas Tecnológicas: dedicado à busca de soluções inovadoras para desafios reais da Petrobras, especialmente quando não há alternativas disponíveis no mercado e é necessário superar riscos

tecnológicos para viabilizar sua implantação. O módulo contempla oportunidades com níveis de maturidade tecnológica entre TRL 2 e TRL 7 e, quando os resultados esperados são atingidos, permite à Petrobras adquirir a tecnologia por dispensa de licitação, o que aumenta a atratividade para empresas parceiras. Em 2025, foram assinados 13 novos contratos para desenvolvimento de tecnologias, totalizando mais de R\$ 1,1 bilhão em investimentos.

- **Módulo Transferência de Tecnologias:** nesse módulo, a Petrobras disponibiliza contratos de licenciamento de suas tecnologias, permitindo que parceiros desenvolvam e explorem comercialmente mediante o pagamento de royalties. Esse mecanismo amplia a difusão das soluções desenvolvidas pela companhia e fortalece o ecossistema de inovação ao estimular sua aplicação em escala pelo mercado.
- **Módulo Startups:** esse módulo estimula o desenvolvimento de soluções inovadoras por startups e pequenas empresas inovadoras. Em 2025, a Petrobras consolidou sua liderança no ecossistema de inovação ao ser reconhecida como Campeã da Década no Ranking 100 Open Startups na categoria Petróleo e Gás. Dos dois editais simultâneos em parceria com o Sebrae e com a ANP e outras operadoras (Programa NAVE), lançados em 2024, foram incorporados 32 startups ao módulo. Adicionalmente, novos processos de relacionamento com startups foram desenvolvidos, habilitando a interação com mais de 270 startups ao longo do ano, destacando o momento de expansão e maturidade do programa.
- **Módulo Aquisição de Soluções:** objetiva o teste de soluções inovadoras que vêm sendo desenvolvidas pelo ecossistema de inovação, por meio de contratos públicos para solução inovadora (CPSI). Cada CPSI pode alcançar o valor de R\$1,6mi para os testes das soluções. Em 2022 a Petrobras assinou o primeiro CPSI. Em 2025 foram assinados 39 CPSI no total, com um investimento total de mais de R\$ 45 milhões.
- **Módulo Cooperações Tecnológicas (antigo Parcerias Tecnológicas):** nesse módulo são ofertados Acordos de Cooperação Tecnológica (TCs) focados em TRLs baixos e intermediários. Em 2025, foram publicadas mais de 200 oportunidades e assinados mais de 250 novos TCs, a maioria com institutos tecnológicos brasileiros, representando um investimento total de mais de R\$ 2,1 bilhões. A mudança de nome do módulo ocorreu no início de 2025, trazendo assim uma maior aderência do modelo de contratação ao seu público -alvo.
- **Módulo Residentes:** por meio desse módulo, pesquisadores de parceiros vigentes passam a atuar diretamente nas instalações do centro de pesquisas da Petrobras, integrando-se ao ambiente de PD&I da companhia. Os residentes contribuem para acelerar a curva de aprendizado, antecipar entregas e gerar melhorias nos projetos de pesquisa, além de promover uma ampla troca de conhecimento, fortalecendo a colaboração e a integração entre academia, mercado e pesquisadores internos. Em 2025, 25 pesquisadores externos passaram a atuar nas instalações da Petrobras, com acesso direto a laboratórios, sistemas e demais recursos tecnológicos da companhia.
- **Módulo Petrobras Innovation Ventures:** É o programa de corporate venture capital (CVC) da Petrobras, que busca investir em startups com soluções e modelos de negócios inovadores com alto potencial de crescimento. Em 2025, a Companhia aprovou o primeiro fundo de CVC da Petrobras no Brasil: até R\$ 500 milhões, em parceria com BNDES e FINEP, dedicado à Transição Energética e Descarbonização. O anúncio deste fundo foi reconhecido pelo mercado, evidenciado pelo número recorde de propostas recebidas para gestão do mesmo. Adicionalmente, a iniciativa conquistou o primeiro lugar no prêmio Corporate Venture in Brasil Awards 2025, destacando a Petrobras como referência em investimento corporativo no país.

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 2025 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 taxas).

Reconhecendo que determinadas premissas econômicas escapam ao escopo de controle da administração, a Petrobras apresenta no material do Plano de Negócios 2026-30 uma análise de sensibilidade do fluxo de caixa operacional em relação a importantes variáveis macroeconômicas e de mercado. Essa análise contempla a variação do preço do Brent, da taxa de câmbio e dos diferenciais de refino (crack spread) de diesel e gasolina, possibilitando assim uma avaliação abrangente dos impactos potenciais dessas flutuações sobre a performance financeira projetada da Companhia.

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	20,3	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	Substituída
		2026	19,1	N/A		Substituída

		2027	17,5	N/A	substituídas por outros valores.	Substituída
		2028	15,2	N/A		Substituída
	PN 2025 - 2029	2025	18,5	20,3	Realização de CAPEX de US\$ 20,3 bi, dentro do limite superior do guidance divulgado a mercado (US\$ 18,5 bi com variação de 10% para cima ou para baixo) intensificado em grande parte por: maior disponibilidade de sondas, com consequente aumento de atividades e gastos; avanço na construção de FPSOs; maior entrega física das interligações; projetos de aquisição de sísmica; e estudos regionais exploratórios.	N/A
		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.
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	17,0	Realização a maior intensificada em grande parte por: maior disponibilidade de sondas, com consequente aumento de atividades e gastos; avanço na construção de FPSOs; maior entrega física das interligações; projetos de aquisição de sísmica; e estudos regionais exploratórios.	N/A
		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	2,3	Realização superior principalmente em função da antecipação de investimentos para implantação do trem II da RNEST.	N/A
		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	0,4	Realização inferior devido principalmente a postergações no projeto Manutenção e Infraestrutura da TBG, UTE da GASLUB II e variação cambial.	N/A
		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	0,6	Realização em linha com o planejado.	N/A
		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	0	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	0	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	0	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	0	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⁾	2,4	Produção foi 0,5% acima da faixa superior divulgada de 2,3% ±4%. Os principais fatores para o aumento da produção foram: • Aumento da capacidade de produção dos FPSOs Almirante Tamandaré e Marechal Duque de Caxias; • Manutenção do topo de produção do FPSO Sepetiba; • Ramp-up dos FPSOs Maria Quitéria, Anita Garibaldi, Anna Nery e Alexandre de Gusmão; • Maior eficiência operacional, principalmente em plataformas da Bacia de Santos; • Menor volume de perdas com paradas para manutenções na Bacia de Campos; • Maior produção de LGN devido ao aumento de eficiência da UPGN do Complexo de Energias Boaventura / Rota 3.	N/A
		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
		2027	2,8	N/A		Repetida

		2028	2,8	N/A		Repetida
	PN 2025 - 2029	2025	2,5	2,6	Produção foi 0,9% acima da faixa superior divulgada de 2,5% +4%. Os principais fatores para o aumento da produção foram: • Aumento da capacidade de produção dos FPSOs Almirante Tamandaré e Marechal Duque de Caxias; • Manutenção do topo de produção do FPSO Sepetiba; • Ramp-up dos FPSOs Maria Quitéria, Anita Garibaldi, Anna Nery e Alexandre de Gusmão; • Maior eficiência operacional, principalmente em plataformas da Bacia de Santos; • Menor volume de perdas com paradas para manutenções na Bacia de Campos; • Maior produção de Gás Natural e LGN devido ao aumento de eficiência da UPGN do Complexo de Energias Boaventura / Rota 3.	N/A
		2026	2,7	N/A	Substituída no PN 2026-30	Substituída
		2027	2,8	N/A	Repetida no PN 2026-30	Repetida
		2028	2,8	N/A	Substituída no PN 2026-30	Substituída
		2029	2,8	N/A	Substituída no PN 2026-30	Substituída
Produção total de óleo e gás (milhões boed) ⁽⁵⁾	PE 2023 - 2027	2023	2,8	2,8	Produção dentro da faixa de variação de ± 2% da meta.	N/A
	PE 2024 - 2028	2024	2,8	2,7	Produção dentro da faixa de variação de ± 4% da meta	N/A
		2025	2,8	N/A	O PN 2025-29 manteve o valor dessas projeções	Repetida
		2026	3	N/A		Repetida
		2027	3,1	N/A		Repetida
		2028	3,2	N/A		Repetida
	PN 2025 - 2029	2025	2,8	3,0	Produção superou em 2,8 p.p. o limite superior da meta (+4%), representando um aumento de 11% em relação à produção de 2024. Os principais fatores para o aumento da produção foram: • Aumento da capacidade de produção dos FPSOs Almirante Tamandaré e Marechal Duque de Caxias; • Manutenção do topo de produção do FPSO Sepetiba; • Ramp-up dos FPSOs Maria Quitéria, Anita Garibaldi, Anna Nery e Alexandre de Gusmão; •	N/A

					Maior eficiência operacional, principalmente em plataformas da Bacia de Santos; • Menor volume de perdas com paradas para manutenções na Bacia de Campos; • Maior produção de Gás Natural e LGN devido ao aumento de eficiência da UPGN do Complexo de Energias Boaventura / Rota 3.					
					2026		3	N/A	Com a divulgação do PN 2026-30, essas projeções anuais foram substituídas por outros valores.	Substituída
					2027		3,1	N/A		Substituída
					2028		3,2	N/A		Substituída
					2029		3,2	N/A		Substituída
Custo Total do Petróleo Produzido - CTPP (US\$/boe) ⁽⁶⁾	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	33	34,62	Com a divulgação do PN 2024-28, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada				
	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	35	34	Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada				
	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	36,5	33,8	Com a divulgação do PN 2026-30, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada				
DÍVIDA BRUTA (US\$ bilhões)										
Dívida Bruta ⁽⁷⁾	PE 2023 - 2027	2023 a 2027	50-65	62,6	Realizado em linha com o intervalo projetado. A projeção foi abandonada pois o PE 2024-28+ possui um novo intervalo projetado.	Abandonada				
	PE 2024 - 2028	2024 a 2028	< 65	60,3	Dívida bruta realizada dentro da meta. Com a divulgação do PN 2025-29, essa projeção foi abandonada, devido à alteração do período projetado.	Abandonada				
	PN 2025 - 2029	2025 a 2029	< 75	69,8	Realizada dentro da meta. Repetida no PN 2026-30	Repetida				
FONTES E USOS (US\$ bilhões)										
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	36,0	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	1,0	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	2,0	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	8,1	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	0	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	19,5	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	9,4	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	1,8	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	1,8	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, as 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 do Rio de Janeiro. Apesar dos esforços da Companhia e das ações das autoridades públicas no combate às derivações clandestinas, se essa interferência continuar, 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 à sua imagem e reputação.

a.2) Falhas em sistemas de tecnologia da informação, sistemas de segurança da informação (cibersegurança) e sistemas e serviços de telecomunicações podem impactar adversamente as operações e a 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 oriundos 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), externas, sejam intencionais ou não (por exemplo, *malwares*, *hackers*, ciberterrorismo), ou internas (por exemplo, negligência ou uso indevido de ativos digitais por empregados ou prestadores de serviços da Companhia) 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, o que pode comprometer a integridade do modelo, ou alucinação, 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 regulações 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 descumprimento dessas regulamentações em âmbito nacional e internacional pode resultar em sanções legais, bem como impactos à sua imagem e reputação, e afetar seus resultados operacionais e financeiros.

a.3) A manutenção dos objetivos de produção de petróleo de longo prazo da Companhia depende de sua capacidade de incorporar e desenvolver suas reservas com sucesso.

A capacidade da Companhia de incorporar reservas adicionais depende das atividades exploratórias, 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 e 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 já contratadas.

A adição de 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 exigem investimentos significativos de capital e envolvem diversos fatores que estão fora de seu controle, como mudanças relevantes nas condições econômicas, regulações ambientais e climáticas e obtenção e/ou renovação de licenças ambientais, capacidade de atendimento do mercado fornecedor e condições operacionais inesperadas, incluindo falhas de equipamentos ou incidentes, que podem restringir, atrasar ou cancelar as operações da Companhia.

a.4) A seleção e o desenvolvimento dos projetos de investimento da Companhia envolvem riscos que podem afetar seus resultados esperados.

A avaliação dos projetos de investimento da Companhia envolve riscos decorrentes de longos prazos de desenvolvimento, incluindo mudanças nas condições de mercado (preços de insumos/produtos, requisitos regulatórios, preferências do consumidor, taxas de câmbio/juros, condições de financiamento) e evolução dos critérios de aprovação de projetos com foco naqueles destinados à descarbonização, o que pode afetar os retornos esperados.

A implementação de projetos em novas fronteiras exploratórias pode enfrentar riscos decorrentes de complexidade logística e de infraestrutura insuficiente, potencialmente resultando em aumento de custos. Apesar da experiência da Companhia 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 petróleo e do gás produzidos em um determinado campo somente serão plenamente conhecidas na fase de produção, o que poderá exigir ajustes ao longo do ciclo de vida do projeto e em sua taxa de retorno esperada.

A execução de projetos está sujeita a riscos de atraso, afetando a coordenação entre *upstream* e *downstream*, a interrupções na cadeia de suprimentos decorrentes de conflitos internacionais ou à indisponibilidade de ativos críticos (sondas de perfuração, embarcações, cadeias de gás/GNL). Além disso, o eventual descumprimento, pela Companhia, de obrigações estabelecidas por agências reguladoras pode gerar multas e responsabilizações.

As operações de exploração e produção, bem como as de refino, podem enfrentar novos desafios técnicos à medida que a Companhia se aproxima de fronteiras tecnológicas.

O Plano Estratégico e o Plano de Negócios da Companhia incluem iniciativas relacionadas às mudanças climáticas que tratam de riscos físicos (eventos climáticos extremos) e de riscos da transição energética, potencialmente exigindo aumento de investimentos relacionados ao clima que podem impactar significativamente seu planejamento. Para mais informações, recomendamos ver o fator de risco “*l.1) Mudanças climáticas podem impactar o resultado e a estratégia da Companhia*” nesta seção.

a.5) A Companhia pode incorrer em 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, concorrencial e societária 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 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.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.

Os passivos da Companhia são relevantes e podem potencialmente fragilizar sua liquidez em momentos adversos. Considerando que pode haver restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar seus investimentos planejados, pagar o principal e juros nos termos contratados e honrar seus compromissos financeiros, qualquer dificuldade em captar montantes significativos de capital de dívida no futuro poderá afetar seus resultados e sua capacidade de cumprir o Plano de Negócios da Companhia ou qualquer outro plano adotado posteriormente.

A falta de classificação de crédito de grau de investimento e qualquer redução de suas classificações de crédito podem gerar consequências adversas sobre sua capacidade de obter financiamento no mercado por meio de títulos de dívida ou de capital, ou podem afetar seu custo de financiamento, tornando mais difícil e/ou mais oneroso refinar obrigações vincendas. O impacto sobre sua capacidade de obter financiamento e/ou sobre o custo desse financiamento pode afetar adversamente seus resultados e sua condição financeira.

Além disso, sua classificação de crédito é sensível a qualquer alteração no rating de crédito do governo federal brasileiro. Qualquer redução nas classificações de crédito do Governo Federal brasileiro poderá ter consequências adversas adicionais sobre a capacidade da Companhia obter financiamento e/ou sobre o custo de seu financiamento e, conseqüentemente, 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 e sobre os resultados da Companhia.

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.

Adicionalmente, a Lei Complementar nº 214/2025, que trata de aspectos centrais da reforma tributária no Brasil, instituiu o Imposto sobre Bens e Serviços, a Contribuição Social sobre Bens e Serviços e o Imposto Seletivo, todos os quais podem afetar materialmente o ambiente tributário aplicável a Companhia e às suas participações societárias. A transição para o novo sistema se inicia em 2026, que será um período de testes sem aumento da carga tributária, e sua implementação integral ocorrerá até 2033. Nesse contexto, diversos aspectos regulatórios ainda serão definidos, o que pode exigir adaptações complexas em sistemas e processos, além de poder resultar em interpretações divergentes entre autoridades tributárias e contribuintes.

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 geração de 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 de acordo com a Regulamentação 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 regulações climáticas.

Incerteza técnicas, econômicas e regulatórias relacionadas ao clima 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 tornaram-se mais relevantes no portfólio da Companhia, além de estarem sujeitos a crescentes exigências regulatórias e expectativas de partes interessadas, podendo resultar em danos a sua imagem e aumento de custos.

Projetos de descomissionamento tornaram-se cada vez mais relevantes para seu portfólio à medida que contratos de concessão expiram ou sistemas de produção se tornam economicamente inviáveis. A publicação da Resolução

ANP nº 817/2020, que estabelece regras para o descomissionamento de sistemas de produção, define o escopo e os requisitos para projetos de descomissionamento. Ainda assim, a Companhia poderá enfrentar exigências regulatórias adicionais, à medida que a indústria desenvolve experiência nessa área e a legislação aplicável continua a evoluir. Em determinadas circunstâncias, a Companhia poderá ser obrigada pela ANP a executar atividades de descomissionamento para determinados poços, especificamente nos casos envolvendo decisões regulatórias finais ou risco ou dano ambiental comprovado.

A cessação das operações e o subsequente descomissionamento podem afetar o meio ambiente e as comunidades do entorno em decorrência da remoção e reciclagem de estruturas, alterando seu relacionamento com partes interessadas.

Embora os programas de descomissionamento da Companhia tenham sido desenvolvidos em conformidade com a legislação aplicável, eles podem enfrentar maior escrutínio de partes interessadas em relação a práticas ambientais, sociais e de governança e podem não atender às demandas ou expectativas das suas partes interessadas. Como resultado, as necessidades de recursos para esses projetos podem aumentar, assim como os custos totais do projeto e os custos operacionais. Além disso, a imagem e reputação da Companhia podem ser afetadas adversamente.

a.10) As obrigações relativas a planos de benefícios previdenciários (“Petros”) e assistência médica são estimativas revisadas anualmente e podem divergir das obrigações futuras em razão de mudanças nas condições de mercado e econômicas, bem como de alterações nas premissas atuariais, o que pode exigir contribuições adicionais para reequilíbrio dos planos.

O cálculo das obrigações atuariais, tanto para os planos de benefícios previdenciários como para o plano de saúde, baseia-se 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 acentuam 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, sujeitas à regra da paridade contributiva constitucional.

Em relação aos benefícios de saúde, os fluxos de caixa projetados também podem ser impactados pelos seguintes fatores:

- aumento dos custos médicos acima do esperado;
- demandas adicionais originadas de extensão de benefícios; e
- 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 Companhia demande experiência prévia superior a seis meses, não é possível 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.

Reivindicações trabalhistas, incluindo greves e paralisações, podem decorrer de divergências relativas à estratégia corporativa, gestão da força de trabalho e remuneração, planos de benefícios e respectivas regulamentações, exigências de contribuições para o plano de previdência e alterações na legislação e regulação trabalhistas aplicáveis, entre outros temas.

Reivindicações trabalhistas nas instalações da Companhia ou que afetem seus principais fornecedores e empresas contratadas, ou movimentos mais amplos que impactem setores críticos para seus negócios, podem interromper operações, atrasar projetos e impactar a cadeia de suprimentos, o que pode afetar adversamente seus resultados e condição financeira.

a.13) O desenvolvimento da Companhia no segmento de transição energética, que inclui produtos e serviços de baixo carbono, está sujeito a incertezas que podem afetar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno do portfólio.

A Companhia pode realizar investimentos (organicamente ou por meio de aquisições ou parcerias) no segmento de transição energética que podem impactar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno de seu portfólio, em razão dos riscos associados a essas novas oportunidades de projetos.

O sucesso dos investimentos relacionados à transição energética depende do desenvolvimento de novos processos, sinergias operacionais, regulações governamentais, recrutamento e treinamento, uma vez que novas habilidades profissionais podem ser requeridas. Embora esses projetos atualmente representem pequena parcela do portfólio, o desenvolvimento de produtos e serviços de baixo carbono pode apresentar margens operacionais inferiores às das operações tradicionais de petróleo e gás e está sujeito a incertezas que podem produzir efeito adverso sobre seus resultados financeiros esperados.

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 dos consumidores influenciadas 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 suprimento.

A priorização de negócios e projetos para diversificação do portfólio depende da atualização constante de metodologias e critérios. Métodos inadequados podem resultar na seleção de projetos desalinhados com objetivos estratégicos, comprometendo o equilíbrio entre negócios tradicionais e de baixo carbono e afetando a rentabilidade e a sustentabilidade do portfólio. Falhas relacionadas à diversificação das operações podem impactar negativamente as receitas 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 reivindicações trabalhistas. Se, por exemplo, seus trabalhadores ou os de seus principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços entrarem em greve, as paralisações de trabalho resultantes podem ter um efeito adverso sobre a Companhia. Adicionalmente, 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 Companhia 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 Companhia não inovar nas áreas de conhecimento da indústria em que opera, a partir do aprimoramento dos processos e ativos até o desenvolvimento da indústria do futuro, a Companhia poderá enfrentar efeitos adversos na sua competitividade, na sua capacidade de implementar a estratégia de longo prazo e nas possibilidades de criação de valor.

Além disso, sem inovação tecnológica, a Companhia poderá ter dificuldades para identificar e desenvolver soluções para descarbonização das operações a baixos custos para a sociedade, bem como dificuldades para fornecer energias cada vez mais limpas, comprometendo a sua competitividade e a sua capacidade de responder às regulamentações ambientais e às tendências do mercado tempestivamente.

a.16) Os negócios da Companhia podem ser material e adversamente afetados pelo surgimento de epidemias ou pandemias.

Epidemias e pandemias por agentes infectantes podem causar impactos à saúde da força de trabalho, de parceiros e fornecedores da Companhia, bem 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. 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.17) Em decorrência de aquisições, desinvestimentos e parcerias, a Companhia está exposta a riscos que podem levar a perdas financeiras.

A Companhia enfrenta riscos relacionados à gestão da fase pós-conclusão (etapa *post-closing*) de operações e ao monitoramento de obrigações e direitos contratuais em conexão com aquisições, desinvestimentos e parcerias. O descumprimento de obrigações contratuais ou a não execução de direitos contratuais pode resultar em perdas financeiras e responsabilizações legais.

Conforme determinado pela 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 término da produção do novo concessionário, caso este deixe de cumprir essa obrigação. Essa responsabilidade solidária abrange obrigações surgidas antes ou depois da transferência, desde que decorram de atividades realizadas em data anterior à transferência. O mesmo se aplica aos passivos ambientais, independentemente do segmento do qual faça parte o ativo desinvestido. De acordo com a legislação ambiental, a responsabilidade por dano ambiental cabe a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para sua ocorrência, e os ajustes feitos entre comprador e vendedor não são capazes de afastar essa responsabilidade. Além disso, o controle reduzido em operações conjuntas pode expor a Companhia a riscos ambientais, reputacionais e jurídicos, inclusive ao risco de sanções governamentais, bem como às dificuldades financeiras de parceiros.

Desinvestimentos de ativos podem impactar negativamente sinergias operacionais e a integração logística, o que pode afetar adversamente sua eficiência operacional e seus resultados financeiros.

Parceiros da Companhia podem deixar de cumprir suas obrigações financeiras e operacionais ou exercer direitos de veto sobre decisões-chave, o que pode comprometer a viabilidade de projetos e afetar adversamente os resultados e condição financeira da Companhia.

A Companhia pode estar exposta a riscos operacionais, jurídicos e regulatórios decorrentes de atividades em parceria, incluindo potencial responsabilidade solidária em litígios e sanções governamentais, o que pode ter efeito adverso relevante sobre suas operações, reputação, fluxo de caixa e condição financeira.

Ativos adquiridos ou investimentos em parcerias podem não desempenhar conforme o esperado em razão de volatilidade de mercado, mudanças regulatórias, condições econômicas e desafios de integração, o que pode afetar adversamente os retornos esperados e sua performance financeira. Adicionalmente, em caso de estresse financeiro de suas coligadas, poderá ser necessária a reestruturação financeira dessas companhias, o que pode expor a Companhia a riscos significativos e potenciais perdas. Tal incerteza pode resultar em impactos financeiros e reputacionais para a Companhia.

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 a investigações passadas conduzidas por autoridades brasileiras ou estrangeiras, incluindo demandas judiciais formuladas por investidores no Brasil e no exterior, bem como quaisquer demandas adicionais relacionadas às Investigações, podem impactar a Companhia negativamente e podem desviar os esforços e a atenção de sua equipe de administração de suas operações ordinárias de negócios. No caso de qualquer investigação ou procedimento futuro conduzido por quaisquer autoridades no Brasil ou em qualquer outra jurisdição decorrente de possível descumprimento do *U.S. Foreign Corrupt Practices Act* ou de outras leis, A Companhia poderá ser obrigada a pagar multas ou outros tipos de condenações financeiras, ou a cumprir ordens judiciais relativas à conduta futura, ou sofrer outras penalidades, qualquer das quais pode ter efeito adverso relevante sobre a Companhia. O desfecho de qualquer investigação ou procedimento dessa natureza pode impactar negativamente sua imagem e reputação.

A Companhia é ré em ações coletivas e procedimentos arbitrais na Holanda, na Argentina e no Brasil ajuizados por investidores (ou entidades que alegam representar investidores) em conexão com as Investigações. Os pleitos alegam perdas de investimento em seus valores mobiliários listados na B3 e em outros mercados fora dos Estados Unidos. Potenciais desfechos adversos podem incluir condenações em danos ou acordos e custos associados, que podem afetar negativamente seus resultados e condição financeira.

Se novas informações indicarem que as estimativas realizadas em 2014 para pagamentos indevidamente capitalizados for considerada incorreta, a Companhia poderá ser obrigada a reconhecer baixas adicionais de custos

capitalizados e, se necessário, reapresentar demonstrações financeiras consolidadas auditadas de períodos anteriores, o que poderia afetar adversamente seus resultados e condição financeira.

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.

a.20) 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.21) 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 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) Alterações na política de remuneração aos acionistas podem afetar tanto o pagamento da remuneração aos acionistas quanto o montante destinado a esse fim.

A capacidade da Companhia de remunerar os acionistas pode ser afetada por diversos fatores, incluindo seu desempenho financeiro, seu nível de endividamento, requisitos de capital, perspectivas futuras e outras considerações de negócios. De acordo com sua política de remuneração aos acionistas, a distribuição de dividendos

e juros sobre o capital próprio depende, entre outros fatores, do seu fluxo de caixa operacional e do nível de investimentos. Caso a Companhia decida adotar um plano de negócios que exija um volume maior de investimentos, ou altere seu plano para esse fim, o montante destinado à remuneração dos acionistas poderá ser reduzido. Além disso, o fluxo de caixa operacional pode ser afetado por diversos fatores, incluindo os preços do petróleo e a produção, influenciando assim a distribuição aos acionistas.

A política de remuneração aos acionistas da Companhia pode ser alterada pelo Conselho de Administração a qualquer momento, o que pode afetar parâmetros como a frequência de pagamento, a fórmula de cálculo, os indicadores financeiros considerados nas decisões de pagamento e o valor mínimo de pagamento (se houver), entre outros. O pagamento aos acionistas acima do mínimo legal e estatutário em períodos anteriores não é garantia de pagamentos futuros e não serve como referência.

Além disso, mudanças na composição do Conselho de Administração da Companhia e da sua equipe de gestão podem resultar em mudanças na sua política de remuneração dos acionistas. Existe a possibilidade de que tais alterações sejam significativas e possam resultar no pagamento de valores menores de remuneração aos acionistas ou mesmo na ausência de pagamento 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.5) A Companhia pode incorrer em 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 e sobre os resultados da Companhia;*
- *a.17) Em decorrência de aquisições, desinvestimentos e parcerias, a Companhia está exposta a riscos que podem levar a perdas financeiras;*
- *a.20) Operações com partes relacionadas podem não ser devidamente identificadas e tratadas;*
- *g.2) O ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás pode tornar ainda mais exigentes os requisitos para que os níveis de desempenho da Companhia se mantenham em linha com as melhores empresas do setor;*
- *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, prestadores de serviços 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.

A Companhia não pode garantir que todos os seus diretores, administradores, empregados, prestadores de serviços 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 execução de seus projetos e, como resultado, pode ser afetada negativamente por falhas 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 rígidos e contratos de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) para o *downstream*.

Adicionalmente, podem existir riscos de atrasos no processo de desembaraço 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 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 a rentabilidade da Companhia estão expostos à volatilidade dos preços de 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 e estão sujeitos a uma volatilidade estrutural influenciada pelas condições e expectativas globais de oferta e demanda. Quedas significativas ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo podem afetar de forma adversa e substancial seus negócios, resultados, situação financeira e o valor de suas Reservas Provasdas.

Desde 2023, quando a Companhia anunciou a aprovação de sua estratégia comercial para a fixação dos preços do diesel e da gasolina e passou a adotar uma estratégia comercial que utiliza referências de mercado, tais como: (a) o custo alternativo do cliente, como valor a ser priorizado na precificação, e (b) o valor marginal para a Companhia. 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.

Em 12 de março de 2026, o governo federal brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 1.340/2026, que entrou em vigor imediatamente após a sua publicação. A medida introduziu: (i) um subsídio temporário à comercialização de diesel rodoviário no valor de R\$ 0,32 por litro de diesel de uso rodoviário, com vigência de 12 de março de 2026 a 31 de dezembro de 2026 e limitado a R\$ 10 bilhões, condicionado à venda de diesel rodoviário a preço igual ou inferior ao preço regionalizado de referência definido pela ANP, podendo ser encerrado antes de 31 de dezembro de 2026 caso esse limite seja atingido; (ii) um imposto de exportação de 12% sobre as exportações de petróleo bruto, cuja alíquota poderá ser reduzida; e (iii) um imposto de exportação de 50% sobre as exportações de diesel durante a vigência do programa de subsídio. Embora o programa de subsídios ao diesel não afete a capacidade da Companhia de implementar sua estratégia comercial, as medidas fiscais podem afetar negativamente os preços de exportação efetivos e suas margens, além de influenciar suas decisões em matéria de refino e comercialização. Além disso, a Medida Provisória nº 1.340/2026 ampliou o regime de fiscalização administrativa aplicável à fixação de preços e à conduta no fornecimento de combustíveis, introduzindo novas sanções previstas na Lei nº 9.847/1999 para aumentos abusivos de preços e recusas injustificadas no fornecimento de combustíveis, biocombustíveis e derivados de petróleo. Essas medidas refletem a capacidade do governo federal brasileiro de influenciar os preços dos combustíveis e a dinâmica do mercado por meio de ações regulatórias, fiscais ou políticas. A medida provisória poderá ser alterada durante o processo legislativo ou substituída por legislação permanente, e medidas adicionais que afetem a fixação de preços de combustíveis, as atividades de exportação ou a tributação poderão ser adotadas no futuro. Quaisquer medidas adicionais desse tipo podem influenciar sua estratégia de preços e suas margens, alterar suas decisões comerciais e operacionais e ter um efeito adverso sobre seus negócios, sua condição financeira e seus resultados operacionais.

No segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono, além da produção própria de gás natural, importamos gás da Bolívia e GNL de todo o mundo. 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 relacionada 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 tornar ainda mais exigentes os requisitos para que os níveis de desempenho da Companhia se mantenham em linha com as melhores empresas do setor.

Mudanças regulatórias nas leis antitruste e de concorrência poderão impor penalidades, restrições comerciais e dificuldades na renovação de concessões, o que poderá impactar negativamente as operações e resultados da Companhia, bem como comprometer seu crescimento sustentável.

Adicionalmente, no segmento de exploração e produção, a Companhia poderá não obter sucesso na licitação de blocos exploratórios em leilões futuros. 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 pré-sal, o que poderá afetar negativamente seus resultados.

g.3) Fragilidades no desempenho da economia brasileira, instabilidade do ambiente político, mudanças legais ou regulatórias e percepção do investidor sobre tais 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;
- taxa de juros;
- liquidez do mercado interno de capitais e de empréstimos;
- política fiscal;
- política legal ou regulatória para companhias estatais e suas participações societárias;
- salários e custos trabalhistas;
- política regulatória para o setor de petróleo e gás;
- 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
- desenvolvimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que afetem 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.

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 geopolítico têm ganhado maior destaque em todo o mundo. Conflitos militares e as sanções econômicas decorrentes podem afetar negativamente a economia global, incluindo o Brasil, e ter repercussões nos fluxos de petróleo bruto e nos mercados relacionados.

Em particular, as tensões geopolíticas e os conflitos militares em curso nas principais regiões produtoras de petróleo continuam a gerar incerteza nos mercados globais de energia e representam riscos para os seus negócios. Os conflitos armados e as sanções a eles associadas, incluindo o agravamento das tensões no Oriente Médio, podem

afetar as cadeias de abastecimento de petróleo, gás natural e GNL, reduzir o fluxo de tráfego em pontos de estrangulamento marítimos e contribuir para a volatilidade dos preços.

A Companhia não é capaz de prever com exatidão a amplitude das tensões geopolíticas atuais e seu impacto sobre seus negócios e sobre os preços do petróleo, dos derivados, do gás natural e do GNL.

Além disso, medidas protecionistas e restrições comerciais têm ganhado destaque em nível global, suscitando preocupações quanto a um possível aumento das sanções e das tarifas de importação sobre os principais participantes do mercado de petróleo. Esses acontecimentos podem afetar os fluxos comerciais globais, impactando as cadeias de abastecimento, intensificar a concorrência nos mercados internacionais e aumentar os custos operacionais, criando desafios para a Companhia no que diz respeito à garantia de abastecimento, à manutenção da eficiência de custos e ao acesso aos mercados afetados.

Atrasos ou interrupções na cadeia de abastecimento, aumentos significativos nos custos e maior volatilidade nos preços do petróleo, dos derivados de petróleo, do gás natural e do GNL podem afetar negativamente a demanda pelos produtos e serviços da Companhia, bem como impactar 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 dezembro de 2025, 70,7% da dívida financeira (circulante e não circulante) 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 dezembro de 2025, 38,7% da dívida financeira (circulante e não circulante) 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 em um ambiente dinâmico podem afetar a implementação da estratégia corporativa da Companhia.

A Companhia pode enfrentar riscos decorrentes de um descasamento temporal entre a identificação e avaliação de fatores de risco externos e a revisão e atualização efetivas de sua estratégia corporativa. Essa falta de sincronia pode reduzir sua capacidade de responder de forma rápida e eficaz às mudanças no ambiente de negócios, afetando sua competitividade e seus resultados operacionais.

A eficácia do monitoramento do ambiente externo depende da qualidade, do escopo e da atualização contínua dos estudos e análises realizados. Estudos inadequados ou insuficientes podem resultar em avaliações imprecisas dos riscos e oportunidades, prejudicando a capacidade da Companhia adaptar-se proativamente às mudanças de mercado, regulatórias e tecnológicas.

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 sua estratégia corporativa e atingir seus objetivos de negócios, mas também a continuidade dessas diretrizes e a orientação de ações futuras, incluindo decisões relacionadas à gestão operacional e de investimentos.

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 negativamente 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, a queda significativa nos preços internacionais de óleo e gás, a depreciação do real, ou 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 novos requisitos legais e/ou regulatórios nos setores de atuação da Companhia podem resultar na necessidade de aumentar investimentos, despesas e custos operacionais, além de poder causar atrasos na produção ou até mesmo reduzir o mercado para seus produtos.

As atividades da Companhia no Brasil estão sujeitas à regulação e à supervisão de agências reguladoras, como ANP, ANEEL, ANA, ANTAQ, ANVISA e ANM, bem como de outros órgãos, como CADE, ANPD, IBAMA, ICMBio, IPHAN e outros nos estados e municípios brasileiros.

Países com sistemas jurídicos frágeis ou sujeitos a rápidas mudanças legais e regulatórias podem impor restrições, nacionalizações, expropriações, aumentos de impostos, controles de preços e taxas de câmbio, bem como exigências de desinvestimento de participações. Alterações regulatórias consideradas desfavoráveis pelo setor, bem como mudanças ou divergências de interpretação entre a Companhia e os órgãos reguladores, podem afetar diretamente os pressupostos técnicos e econômicos que orientam suas decisões de investimento e ter um impacto significativo em seus resultados e situação financeira. Além disso, há incertezas regulatórias no que diz respeito às tecnologias de baixo carbono, aos projetos de transição energética e ao mercado de gás natural.

Alterações legislativas podem afetar os mercados de combustíveis para aviação e marítimos, diesel e gasolina, por exemplo, com o aumento das metas para biocombustíveis ou a imposição de restrições aos motores de combustão interna. Os marcos legais brasileiros relacionados à economia de baixo carbono e à transição energética, tais como a captura e armazenamento de carbono, os parques eólicos *offshore* e a produção de hidrogênio a partir de fontes

renováveis, ainda estão em fase de definição. Portanto, os mercados e projetos relacionados a essas iniciativas, por enquanto, estão evoluindo gradualmente no Brasil. Consequentemente, eventuais atrasos na criação desses marcos regulatórios poderiam impedir-nos de alcançar as metas de transição energética e de redução das emissões de carbono.

Medidas regulatórias recentes também podem influenciar a dinâmica de preços e oferta em seus mercados. Por exemplo, em março de 2026, o governo federal brasileiro editou a Medida Provisória nº 1.340/2026, que introduziu, entre outras medidas, um subsídio à comercialização de diesel em determinadas circunstâncias e impostos de exportação sobre petróleo e diesel, além de ampliar o arcabouço de fiscalização administrativa aplicável à formação de preços e à conduta de abastecimento de combustíveis. Para mais informações, o fator de risco “g. 1) O fluxo de caixa e a rentabilidade da Companhia estão expostos à volatilidade dos preços de petróleo, gás natural, GNL e derivados” nesta seção.

Em 2025, o MME e a ANP deram início a consultas públicas para implementar a Lei nº 14.993/2024 (“Combustível do Futuro”). Os marcos legais brasileiros relacionados à iniciativa do combustível do futuro continuam em fase de implementação, especialmente no que diz respeito a regulamentações secundárias, como requisitos de certificação e operacionais. Atrasos na emissão de regulamentos detalhados podem comprometer a competitividade da Companhia e sua capacidade de alcançar seus objetivos de transição energética e de redução das emissões de carbono.

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 as 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 desenvolver atividades em países onde possam existir 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 restrições para novos projetos;
- instabilidade operacional (segurança, sabotagem e roubo);

- sanções e controles comerciais e
- crises geopolíticas.

Caso ocorra um ou mais riscos descritos acima, 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 condições financeiras.

j) Riscos relacionados a questões sociais

j.1) Os projetos, as operações e as atividades da Companhia podem afetar negativamente diferentes comunidades, especialmente em relação aos direitos humanos. Da mesma forma, estes podem ser afetados pelas expectativas e dinâmicas dessas populações e territórios, impactando os negócios, a imagem e a reputação da Companhia.

Faz parte da política da Companhia promover e respeitar os direitos humanos, prevenir os riscos, mitigar os impactos, remediar violações, assim como manter relações responsáveis com os empregados e as comunidades onde opera e ser diligente com seus fornecedores e parceiros. No entanto, ao longo do ciclo de vida do negócio, a Companhia pode inadvertidamente cometer violações ou contribuir para violações de direitos humanos em suas atividades, operações, projetos e contratos em caso de descumprimento da Política de Responsabilidade Social, 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 pessoas, na cadeia de fornecedores, nas parcerias e nos respectivos relacionamentos com comunidades.

As atividades da Companhia podem proporcionar impactos na dinâmica social das comunidades onde opera, como por exemplo na economia, cultura, sistema político, meio ambiente, saúde e bem-estar e direitos humanos. 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 diversos locais onde a Companhia atua estão expostos a uma ampla gama de problemas relacionados à instabilidade política, social e econômica, bem como a atos intencionais, que podem envolver ações criminosas, como derivações clandestinas, furtos, roubos e sabotagem – e ações não criminosas, como 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 as operações da Companhia envolvem fornecedores terceirizados, existe o risco de violação de direitos humanos por parte de 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 a normas setoriais em constante evolução e a uma ampla variedade de leis, regulamentos e requisitos de licenciamento federais, estaduais e municipais relacionados à saúde, segurança, proteção ambiental, políticas associadas às mudanças climáticas e regulamentação da emissão de carbono, tanto no Brasil quanto em outras jurisdições onde a Companhia atua. Esses requisitos podem acarretar custos adicionais significativos, o que poderia afetar negativamente a rentabilidade dos projetos ou torná-los economicamente inviáveis.

Aumentos significativos nas despesas para conformidade ou reduções na produção, incluindo paradas não programadas, decorrentes de regulamentações cada vez mais rigorosas, podem ter um efeito adverso significativo sobre seus resultados e situação financeira.

Ocorrem constantes mudanças das normas e legislações relacionadas a saúde ocupacional e, muitas vezes, há divergências entre elas. As questões relacionadas à saúde estão cada vez mais sujeitas a processos judiciais, incluindo a classificação de condições especiais de trabalho, acidentes de trabalho e suas consequências nas esferas cível, trabalhista, administrativa e criminal.

Adicionalmente, a implementação do Sistema de Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas (eSocial), facilitou o acesso dos órgãos de fiscalização governamentais às informações dos trabalhadores (incluindo aquelas relacionadas a acidentes de trabalho), e, conseqüentemente estes órgãos têm sido mais proativos em suas atividades.

A Companhia atua em regiões metropolitanas onde as concentrações de poluentes podem exceder os padrões de qualidade do ar. Estão sendo implementadas novas normas de qualidade do ar, mais restritivas, o que provavelmente aumentará as exigências de melhorias tecnológicas para reduzir a poluição atmosférica em suas unidades industriais. Isso pode criar obstáculos à obtenção ou renovação de licenças de operação e exigir novas práticas de controle ambiental, gerando custos mais elevados. O uso de combustíveis também pode estar sujeito a restrições relacionadas às emissões, o que pode exigir investimentos em refinarias ou resultar em perda de mercado. O descumprimento destas restrições pode prejudicar sua reputação e resultar em multas e indenizações .

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 de exploração, 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 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 desafios e oportunidades para a Companhia. A falta de adaptação às regulamentações climáticas e aos desafios globais pode acarretar consequências financeiras, reputacionais e legais, afetando o fluxo de caixa, a competitividade e o valor para os acionistas.

Regulamentações ambientais mais rigorosas e políticas orientadas à mitigação das mudanças climáticas, como permissões para emissão de gases de efeito estufa (GEE) podem aumentar os custos operacionais e reduzir a produção.

A Lei nº 15.402/2024, que institui o Mercado de Carbono do Brasil, foi sancionada em dezembro de 2024. No entanto, futuras regulamentações que definam limites de emissões e fatores de redução podem aumentar as suas despesas e afetar o Plano de Negócios da Companhia.

Os investidores podem buscar investimentos alinhados às questões climáticas. 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 enfrenta uma pressão cada vez maior para desenvolver tecnologias avançadas de redução de emissões para acompanhar as demandas rumo a uma economia de baixo carbono. O risco decorre da perda de competitividade causada pela não implementação ou pela ineficácia das tecnologias, o que pode afetar sua reputação e seus compromissos climáticos.

O aumento na demanda por produtos com menor intensidade de carbono pode reduzir a demanda e os preços do petróleo além das premissas de planejamento da Companhia. No Brasil, políticas de substituição de combustíveis fósseis, como o programa “Combustível do Futuro”, podem afetar a demanda do mercado e comprometer as receitas previstas. A implementação setorial do Plano Nacional de Mudanças Climáticas (Plano Clima) e da Política Nacional de Transição Energética, que visa garantir o cumprimento das metas de emissões do Brasil, pode influenciar a demanda por produtos à base de combustíveis fósseis no mercado brasileiro.

A Companhia enfrenta exigências cada vez maiores em termos de transparência e gestão ASG. O desalinhamento com essas exigências, o não cumprimento dos compromissos climáticos ou uma aparente falta de transparência podem prejudicar sua reputação e seus resultados financeiros, além de poderem levar a questionamentos de órgãos reguladores e a processos judiciais.

Esses fatores relacionados ao clima podem afetar negativamente a demanda pelos produtos e serviços da Companhia, comprometer a implementação e a operação dos negócios e prejudicar seus resultados e situação financeira, além de limitar as oportunidades de crescimento.

Para mais informações sobre como as mudanças climáticas poderiam impactar o Plano Estratégico da Companhia, veja o fator de risco “a.4) A seleção e o desenvolvimento dos projetos de investimento da Companhia envolvem riscos que podem afetar seus resultados esperados” nesta seção.

l.2) As mudanças climáticas também podem afetar as condições operacionais, podendo causar escassez hídrica, deslizamentos de terra, inundações, incêndios, ondas de calor, secas extremas e alterações nos padrões meteorológicos e oceanográficos em regiões relevantes para as operações da Companhia.

A Companhia tem instalações industriais que utilizam água, desde grandes usuários, como refinarias, até pequenos usuários, como terminais de transporte que, embora não sejam muito hidroativos, têm importância logística na 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 humano e de animal 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 nessa região, prejudicando os processos logísticos de insumos e produtos e, consequentemente, a continuidade operacional e o cumprimento de compromissos com os clientes da Companhia.

Ainda no que se referem aos riscos físicos oriundos das mudanças climáticas, as chuvas intensas podem causar inundações em instalações industriais e terminais, resultando em interrupções temporárias, danos aos equipamentos e aumento dos custos com reparos e seguros. Deslizamentos de terra ao longo dos corredores de dutos também podem causar interrupções, representando desafios logísticos para suas operações.

Temperaturas extremas podem causar ondas de calor que aumentam os riscos à saúde e à segurança dos trabalhadores em áreas ao ar livre e afetam o desempenho de equipamentos sensíveis à temperatura. Quando combinadas com outros fatores ambientais, as temperaturas extremas também podem aumentar os riscos de incêndio nas proximidades de suas instalações, comprometendo potencialmente a integridade dos ativos e exigindo protocolos de segurança adicionais.

m) Riscos relacionados ao uso da marca

m.1) A atuação de empresas que detém 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, previa 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 na condução 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 2025 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 2025 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 efetuar 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 2025 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.

Condicionada 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 2025, 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 do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e da 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		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Com grau de investimento - rating global	8.023	8.752	10.788	11.609
AA	1.860	1.950	10.618	5.422
A	6.124	6.800	170	6.187
BBB	39	2	-	-
Outras classificações no exterior	19.924	1.331	10	6.355
Com grau de investimento - rating local	7.651	10.163	4.215	12.038
AAA.br	7.651	10.163	4.215	12.038
Outras classificações no Brasil	10	8	1	-
Total	35.608	20.254	15.014	30.002

c) Provisão para Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa

2025

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 2025 o saldo da PCE nas demonstrações financeiras da Companhia era de R\$ 9.850 milhões, conforme nota explicativa item 14 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2025.

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	2026	2027	2028	2029	2039	2031 em diante	Total 31.12.2025
Principal	9.148	12.034	10.474	11.782	18.067	84.714	146.219
Juros	10.742	9.851	8.933	8.673	7.708	78.921	124.828
Total	19.890	21.885	19.407	20.455	25.775	163.635	271.047

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 2026, a Companhia possuía contabilizados R\$ 17.468 milhões a título de provisões para fazer frente às contingências da Petrobras e de suas controladas classificadas como perda provável, e R\$ 83.336 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, com base em critérios quantitativos combinados com critérios qualitativos. A partir de 2026, o critério quantitativo abrangerá processos que envolvam valor superior a R\$2.000.000.000,00 (dois bilhões de reais), considerando o valor de materialidade global usado em processos informados nas Demonstrações Financeiras da Petrobras. 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, e permanece inalterado. Nessa linha, foram excluídos os processos com valor inferior a dois bilhões de reais, não abarcados pelo critério qualitativo. 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 2026.

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 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\$ 2.307.269.142,46
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.

4.4.0.1.2

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\$ 1.016.933.038,82 Contingência ativa: R\$ 1.107.219.037,13
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.

4.4.0.1.3

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. Em 11/12/2025 foi realizada audiência de colheita de subsídios técnicos no STJ para instruir o julgamento.

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.

4.4.0.1.4

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 Indústria de Destilação e Refinação de Petróleo de Santos, Cubatão e São Sebastião; Sindicato dos Trabalhadores na Indústria 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\$ 18.055.160.567,35

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 Ministério Público opinou pela extinção do processo, sem resolução do mérito, por *“entender que eventual déficit por condutas imputáveis à PETROBRAS já estaria sendo suportado pela patrocinadora, de forma paritária, em conformidade com Plano de Equacionamento do Déficit da PETROS referente ao exercício de 2015, a caracterizar a extinção superveniente do interesse processual (perda de objeto) na presente demanda”*.

A FUP apresentou requerimento de suspensão do processo. As Rés e os demais Autores não apresentaram oposição a tal pedido. Aguarda-se, desde 30/07/2025, apreciação do requerimento pelo Juízo.

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	Aguarda-se deliberação do Juízo quanto ao requerimento de suspensão do processo.
i. Chance de perda	R\$ 9.917.525.866,20 (Remota) e R\$ 8.137.634.701,15 (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 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.

4.4.0.1.5

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\$ 24.389.060.166,12
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.

4.4.0.1.6

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\$ 1.586.399.195,55 (contingência passiva) R\$ 855.130.269,98 (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, que se encontra em curso.
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 êxito 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.

4.4.0.1.7

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\$ 2.589.791.828,28
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 resilido 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.

Recurso Especial julgado em 04/11/2025, após retorno do Min. Humberto Martins, que votou pelo desprovimento do recurso da Companhia, o Min. Moura Ribeiro e Min^a Nancy Andrigli reconsideraram seus votos e acompanharam a divergência do Min. Cueva. Esse também foi o voto da Min^a Daniela Teixeira.

Encerrado o julgamento 4 x 1 pela declaração de nulidade do julgamento do TJRJ.

Autos retornaram ao TJ/RJ para continuação do julgamento da Apelação e estão conclusos desde 09/02/2026.

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). Recurso Especial da Petrobras provido para reconhecer o vício na composição do órgão julgador, determinando o retorno dos autos ao TJ/RJ para novo julgamento com observância estrita ao art. 942 do CPC.

h. Estágio do processo	Aguardando novo julgamento da Apelação.
i. Chance de perda	R\$ 2.454.703.813,93 (Possível) e R\$ 135.088.014,35 (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 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.

4.4.0.1.8

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 SSEALT4 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	Decisão reformada no STF e restabelecida a sentença.
i. Chance de Perda	Processo encerrado.
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	Petrobras entendeu pela perda superveniente do objeto, motivada pela exploração sem sucesso econômico e pela posterior devolução à ANP dos blocos em discussão. Ação transitada em julgado.

4.4.0.1.9

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

f. Principais fatos	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; - 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. Em sede de contrarrazões, a Petrobras requereu que o recurso fosse considerado prejudicado, em face da falta de interesse de agir superveniente, tendo perecido o objeto do pedido, em razão da rescisão do Contrato de Concessão n°. 48610.000119/2014-34.
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 poderia gerar (i) impacto à imagem da Companhia e (ii) indenização por danos morais coletivo, requeridos pelo Ministério Público Federal. No entanto, entende-se pela perda de objeto superveniente, em razão da rescisão do Contrato de Concessão n°. 48610.000119/2014-34.

4.4.0.1.10

	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 (“*fracking*”) 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 (“*fracking*”).

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. Interpostos embargos de declaração recursos de apelação pela ANP; ALVO PETRO S.A.; COWAN S.A. e ENI ENERGY S.A., o MPF foi intimado para apresentação contrarrazões em 09/04/2026.

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.

4.4.0.1.11

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\$ 912.109.597,91 (Contingência Passiva) R\$ 3.532.736.828,57 (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 êxito 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

4.4.0.1.12

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	A fase de cumprimento de sentença foi encerrada, sendo o processo declarado extinto em definitivo.
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.

4.4.0.1.13

Processo nº C/10/526115/HÁ ZA 17-440	
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 recorável. 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 os ex-presidentes da Petrobras do período de julho de 2005 a fevereiro de 2015; 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 também 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 do

período de julho de 2005 a fevereiro de 2015.

2. Prescrição de pedidos formulados de acordo com a legislação espanhola.

A Fundação, a Petrobras e a PGF recorreram da sentença e das decisões intermediárias anteriores.

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 os ex-presidentes da Petrobras do período de julho de 2005 a fevereiro de 2015; 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 também 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 do período de julho de 2005 a fevereiro de 2015; 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.

4.4.0.1.14

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, Glaucio 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\$ 2.676.360.112,45
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	Processo em fase inicial. O Juízo indeferiu pedido de bloqueio cautelar de bens da Alumini, formulado pela Petrobras. Determinada citação dos réus para apresentação de contestação. Juízo de 1º grau aplicou o entendimento consolidado pela 2ª Seção do TRF4, que concluiu pela competência do local da sede da pessoa jurídica interessada (Subseção Judiciária do Rio de Janeiro/RJ). Alumini agravou da decisão. Acórdão do TRF4 manteve a decisão, MPF e réus ingressaram com embargos de declaração. STJ, no Conflito de Competência 214495, declarou o Juízo de Curitiba como competente. Aguarda-se o prosseguimento do feito.
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.

4.4.0.1.15

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\$ 12.302.230.486,80
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	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. Foi apresentado o recurso de apelação que foi provido para reformar a sentença e determinar o regular prosseguimento da ação popular. Foram opostos embargos, porém estes não foram providos. Em sequência, foram apresentados recursos especiais, pendentes de julgamento.
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.

4.4.0.1.16

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 Zubiarte, Didier Henri Keller, Anthony John Mace, SBM Holding Inc. S.A., SBM Offshore do Brasil Ltda.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.491.063.872,31
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.

4.4.0.1.17

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\$ 4.011.533.463,37
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	Processo em fase inicial. 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 processo foi remetido para a Justiça da 2ª Região em razão de decisão pelo declínio de competência. Ao receber o processo, o juízo da 11ª Vara Federal determinou a suspensão do feito, que foi objeto de impugnação pela Petrobras que requereu citação dos réus faltantes, bem como manutenção de indisponibilidade de bens dos réus.
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.

4.4.0.1.18

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\$ 8.281.278.285,36 (R\$ 7.927.602.141,50 como ganho possível e R\$ 353.676.143,86 como 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	O juízo da 1ª VF de Curitiba declarou-se incompetente para julgar o feito, apontando que todas as ações penais correlatas foram remetidas a VF do 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. Petrobras ingressou com embargos de declaração destacando as inúmeras provas que o juízo ignorou ao proferir a sentença. Nova decisão tornando sem efeito a extinção e determinando emenda a inicial por parte da Petrobras e MPF. Petrobras apresentou emenda à inicial. Sobreveio sentença de extinção da ação sem julgamento do mérito em face dos réus, pois o juízo entendeu não estarem preenchidos os requisitos do art. 17 §6ª da Lei 8429/92 (condutas individualizadas, indícios de prova, dolo específico). Interposta Apelação pela Petrobras, ela foi distribuída para o relator Leão Aparecido Alves, do TRF1. MPF deu parecer favorável ao provimento da apelação.
h. Estágio do processo	Apelação
i. Chance de ganho	Possível e Remota
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.

4.4.0.1.19

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\$ 20.842.816.320,35
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 o envio do processo para o TRF2, decisão contra a qual o MPF e a União apresentaram RESP. RESP do MPF admitido sem efeito suspensivo. A Petrobras adotou a estratégia de não recorrer sobre a decisão de incompetência, visando celeridade processual. Petrobras apresentou contestação em embargos de terceiro de MARCOLINO TAVARES BELETE e MARIA CELIA VIEIRA BELETE, sobre imóvel comprado em conjunto com Renato Duque.
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.

4.4.0.1.20

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\$ 5.386.483.263,99
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 econométrico 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 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. Decisões do STJ no AREsp 2891294/RS e no REsp 2211125/PR fixaram a competência do juízo de Curitiba, tendo sido requerido o prosseguimento do feito.
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.

4.4.0.1.21

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\$ 10.049.952.772,38
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 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 de bloqueios de bens. No âmbito dos recursos foram proferidos acórdãos favoráveis por maioria no TRF4 para determinar a manutenção da Camargo Correa e restabelecer a indisponibilidade de bens. Contudo, os acórdãos foram anulados por meio de Embargos de Declaração para observância do julgamento ampliado (art. 942, do CPC) e aguardam designação de nova sessão de julgamento após definição do juízo competente para julgar e processar o feito.
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.

4.4.0.1.22

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\$ 11.979.262.407,57
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. Petrobras se manifestou sobre a decisão do STF no ARE n.º 1.415.481, que mandou excluir a Camargo Corrêa da lide e informou que houve recurso de embargos de divergência no âmbito do STF. Houve decisão no conflito de competência 214320 pelo STJ, que declarou a competência do juízo federal de Curitiba.
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.

4.4.0.1.23

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\$ 11.824.552.788,01

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. notificaram o acordo celebrado com a Petrobras, requerendo a extinção do feito. A Petrobras apresentou manifestação a respeito e o juízo indeferiu os pleitos 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. O STJ no Conflito de Competência nº 216934 - RJ declarou competente o Juízo Federal da 1ª Vara de Curitiba/PR para processar e julgar o feito.
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.

4.4.0.1.24

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\$ 4.237.925.202,77
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. Acórdão do TRF4 pela incompetência do juízo, remetendo os autos para o TRF2., decisão contra a qual o MPF interpôs RESP. Petrobras ingressou com embargos de declaração, contra decisão que negou seguimento ao recurso extraordinário para manutenção do réu Paulo Sergio Boghossian na ação. A Petrobras foi intimada para se manifestar acerca do pedido de Marcelo Odebrecht para que seja excluído da lide.
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.

4.4.0.1.25

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\$ 3.484.325.933,57 (R\$ 3.450.348.171,90 como ganho possível e R\$ 33.977.761,67 como 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. No âmbito de 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, o STJ definiu no Conflito de Competência 216.931/RJ a competência do juízo de Curitiba para processar e julgar o feito. Ato contínuo, o juízo intimou as partes para dar prosseguimento ao feito.
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.

4.4.0.1.26

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\$ 6.517.760.675,78
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : 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). Em face dessa decisão foram apresentados Recursos Especiais, os quais foram inadmitidos e, ato contínuo, foram objeto de agravo. Os agravos foram convertidos em recursos especiais no STJ.
h. Estágio do processo	Apelação.
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.

4.4.0.1.27

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. Em 12/05/2025, o juiz rejeitou parcialmente o pedido de ajuste provisório da

	classe e a Petrobras recorreu da decisão. 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.

4.4.0.1.28

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 (valor histórico). Atualizado R\$ 2.729.749.527,37 (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 do pedido de reconsideração.
h. estágio do processo	Em janeiro de 2026, a Petrobras e os parceiros interpuseram pedido de reconsideração contra a decisão da 2a. instância administrativa da ANP que julgou procedente o auto de infração. Em 28/04/26 foi proferida decisão final administrativa negando provimento ao pedido de reconsideração e mantendo 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	A perda do processo se deu apenas no âmbito administrativo, cabendo ainda discussão em arbitragem.

4.4.0.1.29

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. Em 12/11/2025 o juízo proferiu decisão de saneamento indeferindo as provas requeridas pelo Autor e determinado à secretaria juntada da documentação apresentada pela PETROBRAS no processo 5030576-93.2023.4.03.6100. <u>Uma vez certificada a juntada dos documentos, o processo deverá ir à conclusão para julgamento conjunto com as ações 5030576-93.2023.4.03.6100 e 5030575-11.2023.4.03.6100.</u>
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.

4.4.0.1.30

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 tríplice. 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, que deu provimento ao agravo de instrumento, para reformar a decisão e, com isso, 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. Em 22/01/2026, a PETROBRAS apresentou alegações finais. Em 04/02/2026, o Ministério Público Federal apresentou parecer favorável às Rés por entender não ter sido provado conflito de interesses, ser desnecessária, no caso, lista tríplice e não ter sido demonstrada inelegibilidade do art. 17, §2º, V da Lei 13.303/16. <u>O processo deverá ir à conclusão para julgamento conjunto com as ações 5030576-93.2023.4.03.6100 e 5030574-26.2023.4.03.6100.</u>
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.

4.4.0.1.31

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. 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. <u>Após superada a etapa de saneamento na origem, em 13/02/2026, os autos foram à conclusão e deverão ser julgados em conjunto com as ações 5030574-26.2023.4.03.6100 e 5030575-11.2023.4.03.6100.</u>
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.

4.4.0.1.32

	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\$ 5.445.775.841,99
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.

4.4.0.1.33

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 Processo nº 0202519-29.2018.8.19.0001.
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, ao qual se negou provimento. Em 24/04/2025, o Juízo, em decisão de saneamento, inverteu o ônus da prova e determinou a exibição de uma série de documentos. Petrobras interpôs novo Agravo de Instrumento (5012234-30.2025.4.03.0000), ao qual o Relator deferiu parcialmente o efeito suspensivo requerido, dispensando a juntada de documentos cobertos por sigilo profissional.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito. Houve apenas a prolação da decisão provisória acima.
h. Estágio do processo	Aguarda-se, atualmente, o julgamento do referido Agravo de Instrumento e do Agravo Interno que lhe é conexo e, no processo de origem, deliberação do juízo acerca dos embargos opostos pela PETROS.
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.

4.4.01.34

Processo nº 0076491-16.2020.8.17.2001	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal da 5ª Região
b. Instância	6ª Turma
c. Data de instauração	30/11/2020
d. Partes do Processo	Autor: Associação Brasileira dos Importadores de Combustíveis - ABICOM Réus: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.100.546.077,79
f. Principais fatos	<u>Objeto</u> : A ação pleiteia o pagamento de lucros cessantes e danos emergentes supostamente devidos em razão da alegada prática de ato anticoncorrencial pela Companhia, decorrente do suposto descumprimento do PPI. União Federal manifestou interesse no feito e os autos foram remetidos ao Tribunal Regional Federal da 5ª Região. Exmo. Des. Relator reconheceu o interesse da União, o que objeto de recurso pela parte contrária, pendente de julgamento.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de procedência parcial, condenando a Petrobras ao pagamento de indenização, em valor ainda a ser liquidado.
h. Estágio do processo	Aguarda-se julgamento da Apelação da Petrobras.
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.

4.4.01.35

48610.220799/2023-00 (Documento de Fiscalização 778 000 25 33 687121)	
a. Juízo	ANP - Processo administrativo
b. Instância	Primeira instância administrativa
c. Data de instauração	01/10/2025
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\$ 2.099.150.284,86 (valor histórico). Atualizado R\$ 2.214.448.583,14 (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, Berbigão, Jubarte, Marlim Sul, Mexilhão, Roncador, Sapinhoá, Sururu, Tartaruga Verde, Tupi, referente ao período do 3º trimestre de 2022 ao 3º trimestre de 2024. 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	Ainda não há decisão de mérito administrativa.
h. estágio do processo	Defesa administrativa apresentada em 15/10/2025.
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 administrativo, será possível a propositura de ação visando a anulação da decisão de cobrança do débito com a apresentação de garantia para impedir a sua inscrição no CADIN.

4.4.02 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.

4.4.02.1

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\$ 6.610.191.512,50
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	Aguarda-se o julgamento dos agravos em recurso especial interpostos pela Petrobras e pela Fazenda Nacional (honorários).
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.

4.4.02.2

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\$ 1.940.404.093,56

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\$ 899.265.660,42 Provável: R\$ 908.720.388,44
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.

4.4.02.3

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\$ 2.555.835.674,60
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.

Fase Processual: 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. O recurso especial teve seu seguimento negado. Aguarda-se o desfecho da discussão no STF.

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	O recurso especial teve seu seguimento negado. Aguarda-se o desfecho da discussão no STF.
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.

4.4.02.4

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\$ 3.603.755.236,12
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. Sentença favorável à Petrobras.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à Petrobras.
h. Estágio do processo	Sentença favorável à 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.

4.4.02.5

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\$ 2.570.926.670,02
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 julgadas de forma desfavorável no TRF2.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Embargos à Execução e apelação julgados improcedentes.
h. Estágio do processo	Aguardando julgamento dos embargos de declaração em 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.

4.4.02.6

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\$ 2.793.019.387,29
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. Agravo provido para determinar o conhecimento do recurso especial, o qual aguarda julgamento. 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. Aguarda-se julgamento do recurso especial.
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.

4.4.02.7

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\$ 2.845.607.904,58
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).

4.3.02.8

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\$ 3.486.962.382,75
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. Recurso especial do Município não conhecido, bem como seu respectivo agravo.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença e apelação favoráveis à Companhia.
h. Estágio do processo	Julgamento da admissibilidade não conheceu 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.

4.4.02.9

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 envolvidos	R\$ 4.549.863.449,10
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> 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. <u>Fase processual:</u> 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 e apelação favoráveis à Petrobras. Recurso especial do Estado conhecido em parte e negado provimento. Aguarda-se julgamento dos embargos de declaração do Estado.
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.

4.4.02.10

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\$ 6.886.637.374,71
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 julgados improcedentes. Relator da apelação proferiu decisão que suspendeu o andamento do feito até que haja o julgamento final do Recurso Extraordinário nº 870.214.
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	Relator da apelação proferiu decisão que suspendeu o andamento do feito até que haja o julgamento final do Recurso Extraordinário nº 870.214.
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.

4.4.02.11

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\$ 5.144.333.343,62
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. Aguarda-se manifestação da Representação da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro acerca da aplicação da ADC 49 do STF no caso.
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.

4.4.02.12

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\$ 2.700.586.726,76
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.

4.4.02.13

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\$ 2.161.418.207,38
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. Sentença parcialmente procedente. Aguarda-se o julgamento das apelações da Petrobras e da Fazenda Nacional.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Houve desfecho da esfera administrativa de forma desfavorável à Companhia.
h. estágio do processo	Sentença parcialmente procedente. Aguarda-se o julgamento das apelações da Petrobras e da 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 um prejuízo financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido.

4.4.02.14

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	R\$ 2.974.812.611,15

envolvidos

f. Principais fatos

Objeto: 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

Fase Processual: 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. Recurso especial da Petrobras parcialmente admitido. Aguarda-se julgamento pela CSRF.

g. resumo das decisões de mérito proferidas

Decisão de primeira e segunda instância administrativa parcialmente procedente.

h. estágio do processo

Recurso especial parcialmente admitido. Aguarda-se julgamento pela CSRF.

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.

4.4.02.15

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

R\$ 16.555.100.548,45

envolvidos

f. Principais fatos

Objeto: 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.

Fase Processual: 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

4.4.02.16

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\$ 17.492.011.034,46

f. Principais fatos

Objeto: 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.

Fase Processual: 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.

4.4.02.17

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\$ 16.985.838.381,81
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. Aguarda-se o julgamento do recurso especial da Petrobras.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. estágio do processo	Aguarda-se o julgamento do recurso especial da Petrobras.
i. Chance de perda	Remoto
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.

4.4.02.18

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\$ 3.634.584.750,41
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. Aguarda-se julgamento dos embargos de declaração opostos pela Petrobras.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de 1ª instância administrativa parcialmente favorável.
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento dos embargos de declaração opostos pela 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.

4.4.02.19

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\$ 7.413.924.460,78
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 o exame de admissibilidade dos recursos especial e extraordinário.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de primeira instância judicial favorável à Petrobras.
h. estágio do processo	Aguarda-se o exame de admissibilidade dos 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 desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.02.20

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\$ 6.032.448.147,63
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.

4.4.02.21

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\$ 3.443.296.854,25
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>: Vitória definitiva parcial no CARF. A parte remanescente é objeto de recurso especial da Fazenda Nacional, pendente de julgamento.

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de primeira e segunda instâncias administrativas favoráveis à Petrobras.
h. estágio do processo	Vitória definitiva parcial no CARF. A parte remanescente é objeto de recurso especial da Fazenda Nacional, pendente 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 desembolso financeiro relevante para a Companhia, considerando o valor envolvido no âmbito do referido processo.

4.4.02.22

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\$ 2.566.679.023,87
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 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.

4.4.02.23

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\$ 4.988.890.940,60
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.

4.4.02.24

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\$ 3.253.845.174,00

f. Principais fatos

Objeto: 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: Aguarda-se o julgamento de 1ª instância administrativa.

g. resumo das decisões de mérito proferidas

Não há

h. estágio do processo

Aguarda-se o julgamento de 1ª instância administrativa.

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.

4.4.02.25

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\$ 3.602.760.352,84
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

4.4.02.26

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\$ 2.553.563.784,13
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

Fase Processual: 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

4.4.02.27

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\$ 6.153.671.996,27
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> : Decisão da DRJ parcialmente favorável. Aguarda-se julgamento dos recursos voluntário (Petrobras) e de ofício (Fazenda Nacional).
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. estágio do processo	Decisão da DRJ parcialmente favorável. Aguarda-se julgamento dos recursos voluntário (Petrobras) e de ofício (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.

4.4.02.28

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\$ 4.877.071.247,77
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.

Fase Processual: 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

4.4.02.29

SEI-040006/048709/2025	
a. Juízo	Conselho de Contribuintes - RJ
b. Instância	Administrativo
c. Data de instauração	12/12/2025
d. Partes do Processo	Autor: SEFAZ/RJ Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.626.956.191,91
f. Principais fatos	<u>Objeto:</u> Trata-se de auto de infração lavrado pela SEFAZ/RJ para exigir da Petrobras (TR-BGUA) ICMS e MULTA, por não estornar créditos de ICMS em razão da venda de gás natural seco por importância inferior ao valor que serviu de base de cálculo na operação de que decorreu sua entrada (importação de GNL), no período de 01/2021 a 12/2024, conforme determina a Lei Estadual nº 2.657/1996 (artigo 37, parágrafo 1º). Conforme relato, entende a fiscalização que a classificação fiscal do gás natural liquefeito (NCM 2711.11.00) e do gás natural seco (NCM 2711.21.00) reforça que se trata do mesmo produto. Ambos os códigos são atribuídos ao produto "gás natural". A única diferença entre os NCMs se encontra no quinto dígito, que especifica o estado físico do gás: liquefeito (1) ou gasoso (2). <u>Fase Processual:</u> Aguarda-se julgamento de 1ª instância administrativa
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisões.
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento de 1ª instância administrativa
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.

4.4.02.30

16682.721227/2025-67	
a. Juízo	Delegacia Regional de Julgamento - DRJ
b. Instância	Administrativo
c. Data de instauração	17/12/2025
d. Partes do Processo	Autor: União Federal

Réu: Petrobras

e. Valores, bens ou direitos envolvidos R\$ 2.377.962.075,78

f. Principais fatos

Objeto: Trata-se de lançamento de ofício em virtude da fiscalização da apuração do PIS e da COFINS no ano 2021, 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; despesa portuária; crédito extemporâneo; afretamento de aeronave e embarcação; praticagem; manutenção predial; produtos com tributação concentrada e efeito contábil decorrente do pagamento de débitos fiscais estaduais (tributos, juros e multa) com o benefício de anistias e remissões. De acordo com Fiscalização, a redução do passivo corresponde a um aumento do patrimônio líquido e, por conseguinte, constitui receita tributável.

Fase Processual: Aguarda-se julgamento de 1ª instância administrativa

g. resumo das decisões de mérito proferidas Sem decisões.

h. estágio do processo Aguarda-se julgamento de 1ª instância administrativa

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.

4.4.03 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.

4.4.03.1

Processo nº 0001825-87.2010.5.01.0482	
a. Juízo	03ª Vara do Trabalho de Macaé - RJ
b. Instância	Processo arquivado definitivamente
c. Data de instauração	15/12/2010
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - NF 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 Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O processo foi julgado improcedente no Tribunal Superior do Trabalho (TST), já tendo transitado em julgado e sido arquivado definitivamente em 2025.
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. TST: julgou o pedido improcedente. A decisão transitou em julgado.
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 2025 e que não constará mais no próximo

Relatório.

4.4.03.2

Processo nº 0001285-96.2014.5.02.0441	
a. Juízo	1ª Vara do Trabalho da Comarca de Santos/SP
b. Instância	Processo arquivado definitivamente
c. Data de instauração	16/06/2014
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - LP 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 Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O processo foi julgado improcedente no Tribunal Regional do Trabalho (TRT), já tendo transitado em julgado e sido arquivado definitivamente em 2025.
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. A decisão transitou em julgado.
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 2025 e que não constará mais no próximo Relatório.

4.4.03.3

Processo nº 0000154-74.2011.5.05.0161	
a. Juízo	2ª Vara do Trabalho de Santo Amaro/BA
b. Instância	Vara do Trabalho
c. Data de instauração	02/03/2011
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - BA Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00 (processo já transitado em julgado favoravelmente à Companhia)
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 Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O processo foi julgado improcedente no Tribunal Superior do Trabalho (TST), já tendo transitado em julgado.
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: julgou o pedido improcedente. A decisão transitou em julgado.
h. estágio do processo	Processo transitado em julgado.
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 2025 e que não constará mais no próximo Relatório.

4.4.03.4

Processo nº 0000422-60.2011.5.15.0126	
a. Juízo	2ª Vara do Trabalho de Paulínia-SP
b. Instância	Vara do Trabalho
c. Data de instauração	19/04/2011
d. Partes do Processo	Autor: SINDICATO UNIFICADO - SP Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00 (processo já transitado em julgado favoravelmente à Companhia)
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 Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O processo foi julgado improcedente no Tribunal Superior do Trabalho (TST), já tendo transitado em julgado e sido.
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%. TST: julgou os pedidos improcedentes. Decisão transitada em julgado.
h. estágio do processo	Processo transitado em julgado em março de 2026.
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 que não constará mais no próximo Relatório.

4.4.03.5

Processo nº 0102410-58.2017.5.01.0206

a. Juízo	4ª Vara do Trabalho de Duque de Caxias - RJ
b. Instância	Tribunal Superior do Trabalho
c. Data de instauração	08/11/2017
d. Partes do Processo	Autor: SINDIPETRO - DC Réu: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.168.120.882,29
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 Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância: julgou os pedidos improcedentes. 2ª instância: manteve a improcedência dos pedidos. TST: manteve a improcedência dos pedidos. Decisão não transitada em julgado.
h. estágio do processo	Processo judicial em fase de conhecimento no Tribunal Superior do Trabalho. O TST 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	

4.4.03.6

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\$ 167.936.360,34
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	

4.4.04 PROCESSOS DE NATUREZA CONCORRENCIAL

4.4.04.1

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.

4.4.04.2

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.

4.4.04.3

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 em razão da suspensão do processo, nos termos do 6º Aditivo (SEI 1402294) ao Termo de Compromisso de Cessação de Conduta - Processo nº 08700.002715/2019-30.
h. estágio do processo	Suspenso em atendimento ao 6º Aditivo (SEI 1402294) ao Termo de Compromisso de Cessação de Conduta - Processo nº 08700.002715/2019-30.
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.

4.4.04.4

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 em razão da celebração de Termo de Compromisso de Cessação (TCC) nº 08700.002715/2019-30 referente ao mercado de refino no Brasil.
h. estágio do processo	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.
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.

4.4.04.5

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 em razão da celebração de Termo de Compromisso de Cessação (TCC) nº 08700.002715/2019-30 referente ao mercado de refino no Brasil.
h. estágio do processo	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.
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.

4.4.04.6

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> : A Nota Técnica nº 2/2026/CGAA4/SGA1/SG/CADE concluiu pela não configuração da hipótese de conduta abusiva e pelo devido arquivamento do processo.
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.

4.4.04.7

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.”

Fase Processual: 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 em razão da suspensão do processo.
h. estágio do processo	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.
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.

4.4.05 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.

4.4.05.1

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\$ 1.009.672.613,70
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.

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\$ 3.991.982.704,75
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. Concluída a perícia em dezembro de 2025, o processo foi enviado à conclusão para sentença, a qual ainda não foi proferida.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisões de mérito até o momento.
h. Estágio do processo	Processo aguarda sentença de primeira 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 da indenização requerida pela Associação Autora.

4.4.05.3

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\$ 5.079.790.554,33
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. Após a apresentação pela Petrobras da petição de solicitação de ajustes da decisão saneadora, do pedido de ingresso do IBP no feito na condição de <i>amicus curiae</i> e do despacho realizado pelos advogados da Petrobras e do IBP, além do pedido de redesignação da audiência de instrução apresentado pelo MPES, foi proferida a decisão que suspendeu a audiência e determinou a manifestação da parte autora, a CNPA, sobre as manifestações da Petrobras e do IBP e vista ao MPES acerca do consignado nas referidas manifestações. A CNPA apresentou manifestação acerca das petições da Petrobras e do IBP e a Petrobras juntou aos autos notícias de fraudes no pagamento do seguro defeso.
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.

4.4.05.4

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\$ 4.557.930.659,16
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. Apelação interposta pela CNPA. Prolatado acórdão desprovido a apelação da CNPA, reconhecendo a ocorrência da prescrição trienal e da litigância de má-fé (e predatória). Embargos de declaração opostos pela CNPA providos parcialmente para excluir a condenação em litigância de má-fé, por ausência de contraditório específico, mantido o resultado do julgamento da apelação.
g. resumo das decisões de	Decisões de 1º e 2º graus favoráveis no mérito (prescrição).
h. estágio do processo	Pendente trânsito em julgado ou interposição de recurso.
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.

4.4.05.5

	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.

4.4.05.6

Processo nº 5030995-68.2022.8.08.0024	
a. Juízo	1ª Vara Cível de Vitória/ES
b. Instância	Ordinária
c. Data de instauração	04/10/2022
d. Partes do Processo	Autora: Confederação nacional dos pescadores e aquicultores - CNPA Ré: Petrobras
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.304.310.423,51
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 implantação, operação e desativação do Gasoduto Sul-Norte Capixaba e do MOP instalado, localizado na Bacia do Espírito Santo, impactou diretamente a pesca artesanal na região bem como 2. Prejuízos à atividade pesqueira causados pelo aumento do tráfego de embarcações de lançamento, manutenção, dentre outras. Baseia-se no 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. Pensões mensais de instalação R\$ 606,00 (meio SM) x 12 meses = R\$ 7.262,00 por pescador + B.2. Pensões mensais vencidas de R\$ 606,00 pelos últimos 5 anos/60 meses = R\$ 36.360,00 por pescador + B.3. Pensões mensais vincendas de R\$ 606,00 por 200 meses = R\$ 121.200,00 por pescador + custas e honorários de 20%. Total de pescadores: 11.302. Valor dos pedidos = 2.428.031.264,00 (= R\$ 214.832,00 por beneficiário/substituído). Fase processual: Ação julgada extinta sem resolução do mérito com o reconhecimento da ilegitimidade da CNPA. A CNPA apelou e a Petrobras apresentou apelação adesiva, esta, apenas quanto ao pedido de condenação da CNPA por litigância de má-fé. Pende julgamento das apelações.
g.	resumo das decisões de	Decisão de 1º grau favorável (ilegitimidade ativa).
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.

4.4.05.7

	Processo nº 5000783-33.2025.4.03.6135
a. Juízo	13ª Vara Cível Federal de São Paulo
b. Instância	Ordinária
c. Data de instauração	26/11/2025
d. Partes do Processo	Autor: Ministério Público Federal. Ré: PETROBRAS, UNIÃO, IBAMA, FUNAI e INCRA.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 10.580.957,94
f. Principais fatos	Objeto: Ação civil pública movida pelo Ministério Público Federal, originalmente na 1ª Vara de Caraguatatuba, tendo a competência sido deslocada para a Capital do Estado. A ação assenta-se em um conjunto

		de supostos vícios que teriam maculado o processo de licenciamento ambiental ainda em curso. O fundamento central é a violação do direito à Consulta Livre, Prévia e Informada (CLPI) das comunidades tradicionais, em afronta à Convenção nº 169 da OIT. Também aponta vícios no procedimento administrativo, sustenta a insuficiência técnica das medidas mitigadoras decorrentes do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) e a necessidade de reparação dos danos morais e existenciais coletivos. Desta feita busca, em sede de tutela de urgência, suspender imediatamente a licença ambiental com a interrupção do licenciamento em curso, impedindo a prática que qualquer atividade concreta baseada em tal documento, e ainda, a apresentação no prazo de 60 dias um plano de CLPI para as comunidades tradicionais na área de influência. No mérito requer a declaração de nulidade e o cancelamento definitivo da licença ambiental, pleito este cumulado com obrigações de não fazer e fazer, notadamente a realização da consulta às comunidades na forma que entende adequada e a complementação dos estudos ambientais, como condição para a regularidade de qualquer novo ato de licenciamento, além de condenação por danos morais e existenciais coletivos.
		Fase processual: A PETROBRAS e demais rés foram intimadas tendo apresentado manifestações acerca da tutela de urgência. A PETROBRAS já apresentou sua contestação, sendo as demais corrés citadas, estando em curso seus prazos para apresentação de defesa.
g.	resumo das decisões de	Decisão proferida pela 1ª Vara Federal de Caraguatatuba deslocando a competência para uma das Varas da Capital do Estado de São Paulo. Decisão proferida pela 13ª Vara Federal da Capital negando a tutela de urgência pleiteada pelo autor
h.	estágio do processo	Em curso o prazo para apresentação da contestação pelas demais corrés.
i.	Chance de perda	Remota
j.	motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério risco à produção futura.
k.	Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá impactar a implantação do Projeto Etapa 4 do Pré-Sal.

4.4.05.8

Processo nº 5001719-53.2025.4.02.5111	
a. Juízo	1ª Vara Federal de Angra dos Reis
b. Instância	Ordinária
c. Data de instauração	27/11/2025
d. Partes do Processo	Autor: Ministério Público Federal. Ré: PETROBRAS, UNIÃO, IBAMA, FUNAI e INCRA.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 10.580.957,94

f. Principais fatos	Objeto: Ação civil pública movida pelo Ministério Público Federal, assentada em um conjunto de supostos vícios que teriam maculado o processo de licenciamento ambiental ainda em curso. O fundamento central é a violação do direito à Consulta Livre, Prévia e Informada (CLPI) das comunidades tradicionais, em afronta à Convenção nº 169 da OIT. Também aponta vícios no procedimento administrativo, sustenta a insuficiência técnica das medidas mitigadoras decorrentes do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) e a necessidade de reparação dos danos morais e existenciais coletivos. Desta feita busca, em sede de tutela de urgência, suspender imediatamente a licença ambiental com a interrupção do licenciamento em curso, impedindo a prática que qualquer atividade concreta baseada em tal documento, e ainda, a apresentação no prazo de 60 dias um plano de CLPI para as comunidades tradicionais na área de influência. No mérito requer a declaração de nulidade e o cancelamento definitivo da licença ambiental, pleito este cumulado com obrigações de não fazer e fazer, notadamente a realização da consulta às comunidades na forma que entende adequada e a complementação dos estudos ambientais, como condição para a regularidade de qualquer novo ato de licenciamento, além de condenação por danos morais e existenciais coletivos. Fase processual: A PETROBRAS e demais rés foram intimadas tendo apresentado manifestações acerca da tutela de urgência. A PETROBRAS já apresentou sua contestação, sendo as demais corrés citadas, estando em curso seus prazos para apresentação de defesa.
g. resumo das decisões de	Decisão proferida pela 1ª Vara Federal de Angra dos Reis deferindo a tutela de urgência para suspender a licença prévia do Etapa 4. Decisão proferida pela 5ª Turma Especializada do TRF2 para suspender a tutela de urgência deferida, reestabelecendo a licença prévia do Etapa 4.
h. estágio do processo	Em curso prazo para apresentação de contestação pelas demais rés.
i. Chance de perda	Remota
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Critério risco à produção futura.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo poderá impactar a implantação do Projeto Etapa 4 do Pré-Sal.

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 2026, totalizando o montante de R\$ 1.043.808.402,79.

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 2026.

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. As arbitragens encontram-se em distintos estágios. 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. Foram interpostos recursos perante o TJRJ, que ratificou a nulidade da sentença arbitral parcial, entre outros pontos. 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 e ações judiciais 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, além de ser ré, ainda, em duas ações: uma ação indenizatória e outra ação anulatória de sentença arbitral no Brasil.

Nas arbitragens e na ação anulatória de sentença arbitral, 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. A ação anulatória também é confidencial e se encontra em curso.

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 Sete Brasil e outras empresas do grupo societário propuseram ação indenizatória em face da Petrobras, alegando que a Petrobras teria agido de forma ilegal, causando-lhes danos da ordem de R\$39 bilhões. Esta ação encontra-se em fase probatória. Em paralelo, a Petrobras vem realizando a cobrança das multas pelo descumprimento dos contratos de afretamento decorrente da não entrega das sondas nos marcos contratuais.

A Petrobras não detém mais qualquer participação societária, direta ou indireta, nas empresas do Grupo Sete Brasil.

b. Valores envolvidos no processo R\$ 41.587.994.296,99 (contingência passiva)
R\$ 3.138.722.587,99 (contingência ativa)

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 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.
b. Valores envolvidos no processo	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 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. O recurso ainda está pendente de

b. Valores envolvidos no processo	Não é possível estimar no estágio atual dos processos.

No caso de Tartaruga Verde e Mestiça, a Petrobras está depositando judicialmente os valores do acréscimo referente à unificação de campos. Na arbitragem de Baúna e Piracaba, a Petrobras não realiza pagamentos ou depósitos, pois não é mais a concessionária do campo. Nas arbitragens de Tupi e Cernambi e Sururu e Berbigão inicialmente depositou os valores controvertidos, mas, no ano de 2025, obteve decisões liminares que

b. Valores envolvidos no processo	Contingência passiva: R\$ 22.553.035.216,90
	Contingência ativa: R\$ 5.462.733.402,35

a. Análise do impacto em caso de perda do processo	Trata-se de diversas arbitragens instauradas por empresas afretadoras de FPSO com o objetivo de afastar as multas moratórias aplicadas pela PETROBRAS em razão do atraso na disponibilização das Unidades, ver reconhecido suposto desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos em

função principalmente de impactos decorrentes da Covid-19 e da Guerra na Ucrânia, além de outros pedidos de ressarcimentos e taxas contratuais. A PETROBRAS também persegue nas arbitragens o pagamento integral das multas. As arbitragens se encontram em estágios variados de evolução, tendo sido proferida sentença arbitral final em uma delas, na qual foram rejeitados integralmente os pleitos de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato e pagamento de taxas de disponibilidade, embora reduzida a multa moratória aplicada pela Petrobras.

b. Valores envolvidos no processo

Contingência passiva: R\$ 4.332.541.840,55
Contingência ativa: R\$ 338.332.793,67

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 2026.

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.

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

Em atendimento às obrigações assumidas por ocasião do Aditivo nº 6 do TCC Refino, a Petrobras disponibilizou ao mercado suas Diretrizes de Comercialização de Petróleo (óleo cru) a terceiros para entregas por via marítima, bem como divulgou ao mercado o seu compromisso de oferta, a qualquer refinaria independente em território brasileiro, da possibilidade de celebrar Contrato Frame, nos termos supracitados. Adicionalmente, com o intuito de viabilizar o acompanhamento pelo CADE, periodicamente, a Companhia apresenta ao CADE informações, conforme definido no Plano de Trabalho anexo ao TCC, que permitam a verificação do caráter não discriminatório da venda de petróleo (óleo cru) a terceiros e da estratégia comercial da Petrobras para a venda de derivados de petróleo, demonstrando sua aderência aos termos do TCC e aos preceitos da Lei de Defesa da Concorrência brasileira (Lei nº 12.529/2011).

g. Consequências em caso de descumprimento

No âmbito do TCC Refino, a Petrobras está sujeita à aplicação de penalidades financeiras em caso de descumprimento das obrigações

assumidas. As penalidades previstas incluem a aplicação de multas diárias, pelo prazo máximo de 60 (sessenta) dias por infração, cujo valor pode variar conforme a natureza da obrigação descumprida, podendo alcançar até R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) por dia, com possibilidade de majoração em até 20 (vinte) vezes, nos termos do artigo 40 da Lei nº 12.529/2011.

Em relação a outras obrigações específicas previstas no referido Termo, o descumprimento poderá ensejar a aplicação de multas diárias de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais), igualmente limitadas a 60 (sessenta) dias por evento e sujeitas à mesma possibilidade de majoração legal.

Adicionalmente, o descumprimento de obrigações para as quais não haja penalidade específica poderá resultar na aplicação de multa diária de R\$ 100.000,00 (cem mil reais), limitada a 60 (sessenta) dias por infração. O descumprimento das obrigações estruturais relacionadas à oferta de petróleo e derivados a terceiros poderá, ainda, acarretar a aplicação de multa fixa de R\$ 3.000.000,00 (três milhões de reais) por evento, acrescida de multa diária de R\$ 100.000,00 (cem mil reais), limitada a 300 (trezentos) dias por infração.

Em todos os casos, os valores eventualmente devidos a título de multa são destinados ao Fundo de Defesa dos Direitos Difusos.

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.

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

No âmbito do Aditivo nº 4 ao TCC referente ao mercado de gás natural, a Petrobras adotou medidas de governança destinadas a assegurar a independência funcional da TBG. Entre as principais iniciativas, destacam-se a indicação de conselheiros de administração que atendam aos critérios de independência previstos no Regulamento do Novo Mercado da B3, a implementação de

g. Consequências em caso de descumprimento

processos seletivos conduzidos por headhunter independente, sem interferência da Companhia, e a observância de requisitos de independência aplicáveis ao cargo de Diretor Comercial da TBG.

Adicionalmente, a Petrobras assumiu e vem observando compromissos de não intervenção na Diretoria Comercial da TBG, de vedação à cessão de empregados para essa área, de proteção de informações concorrencialmente sensíveis e de cumprimento das obrigações de reporte e acompanhamento previstas no TCC, em articulação com o Trustee de Monitoramento. A Companhia também colaborou com o CADE no âmbito de incidente administrativo instaurado em 2025, tendo o Plenário do CADE entendido que a Petrobras não descumpriu as obrigações previstas no TCC e determinou a instauração de uma comissão de negociação, para dirimir dúvidas interpretativas remanescentes, cujos trabalhos estão em curso.

.

No âmbito do Termo de Compromisso de Cessação celebrado com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, o eventual descumprimento das obrigações assumidas pela Petrobras, uma vez declarado pelo Tribunal Administrativo do CADE, após regular processo administrativo com garantia de ampla defesa, poderá ensejar a retomada dos procedimentos administrativos suspensos e a aplicação de penalidades financeiras.

As sanções previstas incluem a aplicação de multas diárias, pelo prazo máximo de 60 (sessenta) dias por infração, cujos valores variam conforme a natureza da obrigação descumprida, podendo alcançar até R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) por dia, com possibilidade de majoração em até 20 (vinte) vezes, nos termos do artigo 40 da Lei nº 12.529/2011. Para determinadas obrigações, estão previstas multas diárias de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais), igualmente sujeitas aos mesmos limites temporais e à majoração legal.

Adicionalmente, o descumprimento de obrigações para as quais não haja penalidade específica poderá resultar na aplicação de multa diária de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais), observados os limites legais. Há, ainda, penalidade específica no valor de R\$ 150.000,00 (cento e cinquenta mil reais) por indicação de conselheiro independente em flagrante desconformidade com os critérios de independência estabelecidos no TCC, sem prejuízo da revogação da respectiva nomeação e do reinício do processo de indicação.

Em todos os casos, os valores eventualmente devidos a título de multa são destinados ao Fundo de Defesa dos Direitos Difusos.

.

**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

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 m³ 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 gasóleo 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, Cariquímica 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 gás-óleo 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.

h. Outras observações	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. 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 21º 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, em 28/10/2025, foi homologada a celebração do Segundo Termo Aditivo ao Termo de Compromisso, em que as partes acordaram o

	direcionamento de parte do valor provisionado 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. Em 24/11/2025, a Petrobras realizou a transferência do recurso para fundo municipal, cumprindo com a obrigação acordada.
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. Em dezembro de 2024 foi emitida pela CPRH uma Licença de Operação específica da SNOx, encerrando o Termo de Compromisso.
f. Informações sobre as condutas que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	Foi construída a unidade SNOX e a instalada a central de resíduos. Após o encerramento do TC e a emissão da LO específica, a unidade SNOx teve uma ocorrência inesperada durante seu comissionamento e precisou cessar atividades para realização de obras corretivas,

	finalizadas em abril de 2026. O equipamento está em vias de ser comissionado novamente para início de operação.
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 da refinaria foi renovada e foi emitida licença de operação específica para a SNOX, 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. As obrigações acordadas seguem sendo cumpridas.

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

A Companhia está adotando as medidas para atender às obrigações

estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas no termo	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. - Risco do indeferimento do pedido de renovação da LO da REGAP.
e. Obrigações assumidas	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 9919-12.2018.8.19.0023, 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 nº 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 Almoxarifados 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

Termo de Ajustamento de Conduta - Coral-sol Angra dos Reis/RJ - TAC do Coral-sol	
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 compromissárias.
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 rés. 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 compromissárias.
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

	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.

4.7.17

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	Após aprovação, em 27/12/2024, pela Diretoria Executiva da Petrobras, a

à adesão	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 que estão sendo adotadas para observância das obrigações assumidas	A Petrobras vem cumprindo regularmente as 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 uma atualização 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; social; 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

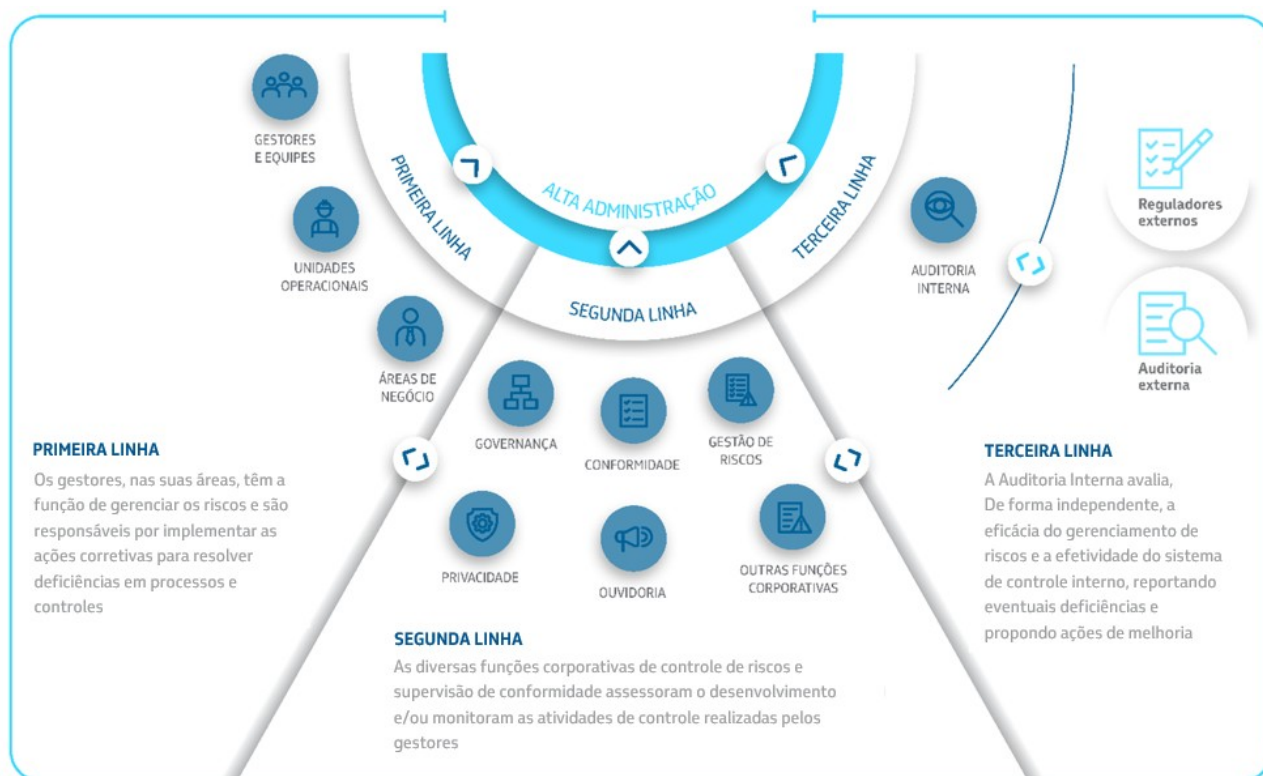
A Petrobras adota em sua estrutura organizacional o modelo de "três linhas" para o fortalecimento do sistema de controle dos riscos, permitindo a padronização do seu gerenciamento de riscos. Nesse modelo, cada grupo de gestores que compõe as linhas desempenha um papel distinto na estrutura de governança. 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 Garantias.

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, operacionais, de conformidade 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 2025. 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 2025.

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, 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 integridade 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 um ambiente de integridade na Companhia.

O programa destina-se aos diversos públicos de interesse, incluindo: alta administração, força de trabalho do Sistema Petrobras, 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 em Contrapartes, Devida Diligência de Direitos Humanos em Fornecedores (DDI e DDDH) 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 disseminar a 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 integridade 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 integridade, incluindo fraude, corrupção e violação à defesa de concorrência, também recebem treinamentos específicos.

Abaixo um resumo das principais capacitações em integridade realizadas no ano de 2025:

- 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. No Ciclo 2025, todos os administradores e conselheiros fiscais participaram do TOPE. Para mais informações sobre o TOPE ver item 7.8 (b) deste formulário.
- EAD Código de Conduta Ética 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 dezembro de 2025, 97,9%¹ dos empregados haviam concluído a capacitação, totalizando 42.310 pessoas treinadas.

Com o objetivo de promover um ambiente de trabalho seguro e respeitoso, foram realizadas palestras de prevenção e combate à discriminação, ao assédio moral e às violências sexuais no trabalho, nos formatos presencial e telepresencial. As ações visam conscientizar a força de trabalho sobre essas condutas, suas consequências e os procedimentos adequados diante de situações dessa natureza. Adicionalmente, a Companhia manteve, em 2025, o treinamento para lideranças recém-designadas, reforçando o papel da liderança na promoção da ética e da integridade. O programa tem como objetivo ampliar o conhecimento dos líderes sobre suas responsabilidades no Sistema de Integridade e apresentar ações práticas para o fortalecimento da integridade na cultura organizacional. Nossa carteira de treinamentos EAD está permanentemente disponível para a força de trabalho. Em 2025, foram acessados 28 treinamentos sobre temas relacionados a ética, integridade e transparência, totalizando mais de 190 mil realizações por empregados e prestadores de serviço no período.

Adicionalmente, em 2025, a Petrobras manteve a realização do Momento de Integridade na abertura das reuniões da Diretoria Executiva, do Conselho de Administração e eventos institucionais, espaço dedicado à discussão de temas relacionados à Ética e à Integridade.

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 área de Conformidade atua de forma integrada com as Áreas de Negócio, apoiando os gestores na identificação, análise e tratamento dos riscos de integridade nos processos.

A partir da análise da cadeia de valor da Petrobras, são priorizados processos nos quais há a presença significativa de fatores de risco relacionados à fraude e corrupção, e que apresentam relevância financeira e estratégica para a Companhia.

Os riscos de integridade identificados são registrados na Matriz de Riscos Empresariais da Companhia, assegurando sua visibilidade, tratamento e revisões periódicas, em conformidade com a metodologia corporativa de gerenciamento de riscos empresariais.

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

¹ Ao considerar o público-alvo do treinamento - que inclui profissionais requisitados de outras participações societárias e de entidades externas, e exclui os empregados em afastamento de longo prazo, bem como os cedidos para outras empresas do Sistema Petrobras e entidades

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 (art. 33, §1º), 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, Corregedor-Geral da Petrobras, Ouvidor-Geral da Petrobras, Auditor-Geral da Petrobras 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.

A versão 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. O Código é amplamente divulgado 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/>.

Toda a força de trabalho deve assinar 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 31/12/2025, 99,87% 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 2025, a Companhia disponibilizou para toda a força de trabalho um novo treinamento em formato EAD, intitulado “EAD Código de Conduta Ética”. O EAD obrigatório para toda a força de trabalho e com possibilidade de impacto no programa anual de progressão profissional. Ao final da

campanha de realização do treinamento, em dezembro de 2025, 97,9%² dos empregados haviam concluído a capacitação, totalizando 42.310 pessoas treinadas.

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, por intermédio da Corregedoria-Geral, que tem acesso, independência, qualificação e autonomia para investigar denúncias dessa natureza.

Após a conclusão de cada investigação pela Corregedoria-Geral, se forem identificados indícios de autoria e materialidade, o relatório é encaminhado para a fase de processamento disciplinar. O resultado do processo é submetido ao Comitê de Integridade para deliberação, um órgão colegiado que atua de forma independente e se reporta ao Conselho de Administração da Companhia, responsável por determinar as medidas disciplinares e ações corretivas cabíveis (de acordo com as leis trabalhistas e políticas internas aplicáveis).

² Ao considerar o público-alvo do treinamento - que inclui profissionais requisitados de outras participações societárias e de entidades externas, e exclui os empregados em afastamento de longo prazo, bem como os cedidos para outras empresas do Sistema Petrobras e entidades

Adicionalmente, no final do processo, é enviada resposta ao denunciante, informando se foi possível realizar a apuração com os elementos fornecidos e, sendo este o caso, se os fatos relatados foram confirmados no todo ou em parte.

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	2025	2024	2023
Nº de casos confirmados - Total	44	66	73
Nº de casos confirmados - Classificados como maior risco	1	3	1

Os relatórios das ocorrências confirmadas são analisados pelo Comitê de Integridade, sendo tratados 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 ajustamento de conduta 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 sanções 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)	2025	2024	2023
PAR Instaurados	60	34	63
PAR Encerrados	35	42	41
Empresas Responsabilizadas no PAR - Lei 12.846/13	37	43	41
Empresas Suspensas - Lei 13.303/16	23	37	34

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.